

**UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID**

**FACULTAD DE DERECHO**

**Departamento de Derecho Administrativo**



**TESIS DOCTORAL**

**La regulación del autoconsumo eléctrico en el marco de  
la generación distribuida y la transición energética**

MEMORIA PARA OPTAR AL GRADO DE DOCTOR

PRESENTADA POR

**Ignacio Zamora Santa Brígida**

DIRECTOR

Juan de la Cruz Ferrer

CODIRECTOR

Miguel Ángel Ruiz López

**Madrid, 2020**



**UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID**  
**FACULTAD DE DERECHO**  
**DEPARTAMENTO DE DERECHO ADMINISTRATIVO**

**TESIS DOCTORAL**

**La regulación del autoconsumo eléctrico en el marco de  
la generación distribuida y la transición energética**

**AUTOR**

**Ignacio Zamora Santa Brígida**

**DIRECTOR**

**Prof. Dr. Juan de la Cruz Ferrer**

Profesor Jean Monnet de Derecho Europeo y Derecho Administrativo

de la Universidad Complutense de Madrid

Socio-director de López Rodó & Cruz Ferrer Abogados

Director del Centro Europeo de Regulación Económica y Competencia (CERECOM)

**CODIRECTOR**

**Prof. Dr. Miguel Ángel Ruiz López**

Profesor de Derecho Administrativo de la Universidad Complutense de Madrid

Letrado de la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Supremo

Administrador Civil del Estado

**MADRID, 2020**





## AGRADECIMIENTOS

---

Los agradecimientos son, de cuantas palabras hay escritas en este texto, las más íntimas y sinceras. El presente trabajo doctoral, tras años de intenso esfuerzo, guarda otro tipo de sinceridad. La que deriva de la reflexión; del estudio serio y pausado. En cambio, lo que se agradece, naturalmente, se expresa desde el corazón. Aunque también se atiende, como no podría ser de otro modo, a la inestimable ayuda de la memoria.

La tesis doctoral es un trabajo de investigación que puede elaborarse a una edad temprana -como ha sido mi caso-, en una fase vital de mayor madurez o, lo más frecuente, puede no realizarse nunca por razones de muy diversa naturaleza. Así pues, recuerdo que comencé con este ambicioso proyecto en parte de forma accidental -como la mayoría de los acontecimientos que suceden en la vida- y, en gran medida, por efecto de un elemento fuertemente vocacional.

Jamás he valorado a las personas exclusivamente por sus títulos académicos, nada más lejos. Hoy día, por desgracia, no puede atribuirse a una persona el adjetivo de culta por el simple hecho de emplear unos cuantos años de su vida en pasar por una facultad y -con mejores o peores calificaciones- obtener un título. La universidad actual no es la que dibujara José Ortega y Gasset en 1930. He tratado de valorar siempre a las personas -y así lo continuaré haciendo- por su brillantez, capacidad de esfuerzo y rectitud ante lo intolerable. Son éstas las que sembraron en mí esa vocación, gracias a las cuales he vivido la universidad hasta llegar a la última parada y a las que, a continuación, iré recordando.

Antes debo dedicar unas palabras, con certeza insuficientes, a mi familia y amigos. Sin ellos no habría logrado nada de lo conseguido. Sin ellos, sencillamente, yo no sería. Mi agradecimiento, pues, a las siguientes personas:

A mi madre, por concederme la vida y -algo más importante- hacer tanto lo posible como lo imposible para que la viva plenamente. Su amor incondicional y constante es el don más valioso que se me podría haber concedido. Ella es y será, siempre, la razón más poderosa para no rendirme.

A mi padre, por haber seguido apasionadamente mis estudios jurídicos y por su consejo, extraordinariamente útil. Me alegra profundamente que haya podido vivir mis éxitos como propios; su cariñoso apoyo me ha supuesto, desde el inicio, un elevadísimo impulso. Le agradezco, además, que me haya enseñado a latir siempre en rojo y blanco; legado que ha marcado virtuosamente mi carácter.

A mi hermano, por su leal compañía y porque, con él, nunca me sentiré solo. Es una persona fantástica a la que admiro profundamente; más de lo que puede llegar a imaginarse. Tiene una creatividad inigualable, un muy agudo sentido del humor -lenguaje común de las personas inteligentes- y una inusual fortaleza de ánimo que, en más de una ocasión, me ha servido como estoico ejemplo a seguir.

A mi abuela, por haber sido la expresión más elevada de bondad que han visto mis ojos. Lo bueno que hay en mí, sin duda alguna, se lo debo a ella.

A mis tíos y a mi primo, por el cariño que siempre me han transmitido y por lo bien que me han tratado. Gracias a ellos he vivido experiencias que, de otro modo, habrían quedado en simple ensoñación.

A mis amigos, por acompañarme en este pedregoso camino que es la vida durante casi tres décadas. Una relación, la que nos une, que se podría definir de hermandad. Ellos también han sido fundamentales para llegar hasta aquí.

Dicho lo cual, debo ahora citar y agradecer a las personas que han cultivado en mí el verdadero espíritu universitario:

Especial mención merece, en este apartado, Juan de la Cruz Ferrer. Es mi maestro y, como tal, ha ejercido generosamente desde posiciones muy variadas: como profesor, como abogado y como director de tesis. De Juan he aprendido la forma de razonar en Derecho, el mayor legado que un discípulo puede llegar a recibir. Me ha enseñado, a su vez, a combinar el ejercicio profesional con la investigación académica; una combinación que, concretamente él, ha desempeñado excepcionalmente. Debo agradecerle, asimismo, la amplia libertad que me ha concedido -sin perjuicio de su exquisita dirección y constante consejo- en el ejercicio de mi actividad investigadora. Enseñanzas que no sólo han sido jurídicas, también en valores. Su ayuda y consuelo en momentos difíciles son muestras

de aprecio por las que siempre le guardaré profunda gratitud. En definitiva, me considero un verdadero privilegiado por haber recibido el magisterio de uno de los más prestigiosos juristas de este país; quien me ha demostrado ser, además, una extraordinaria persona.

También debo un cálido agradecimiento a Miguel Ángel Ruiz López, codirector de la presente tesis doctoral. A Miguel Ángel siempre le guardaré especial gratitud por la confianza demostrada en mis capacidades desde que fuera mi profesor en el Grado. Sus valiosas orientaciones y enseñanzas me sirvieron de verdadero estímulo y ha sido, desde aquellos comienzos, uno de mis referentes morales e intelectuales. Además, no olvido que me ha brindado su apoyo cuando el viento soplaba en contra. Se trata, en suma, de una persona por la que siento muy elevadas dosis de admiración y aprecio.

Aunque han sido muchos los profesores que han dejado en mí cierta impronta, me gustaría señalar de forma explícita a Diego Vigil de Quiñones Otero y a Antonio Bustos Gisbert. Ambos fueron mis profesores durante distintos momentos del Grado en Derecho que cursé en la Complutense y hoy, tras más de un lustro, los puedo llamar amigos. Este hecho da buena cuenta sobre su generosidad y la elevada confianza que depositan en el alumnado. Son personas que comunican con enorme pasión su vocación por la docencia y, sobre todo, que supieron despertar en mí una inquietud intelectual que me ha conducido a tierras fértiles; como es, precisamente, el doctorado.

Si de agradecer se trata, resulta obligado que mencione a Faustino José Martínez Martínez y a Ignacio García Vitoria. Haber elaborado la tesis doctoral -durante algo más de tres años- siendo contratado por la Universidad Complutense de Madrid se trata de un hecho que obedece, de acuerdo con lo establecido por la norma, a los méritos alegados en el correspondiente concurso. Una oportunidad por la que, naturalmente, quedo agradecido con la institución; pues, sin los medios por ella facilitados, la investigación y el resto de las actividades a las que uno debe atender habrían resultado difícilmente conciliables. No obstante, el correcto funcionamiento de las instituciones depende, en última instancia, de las personas. En este sentido, tanto Faustino como Ignacio -uno al comienzo de mi etapa doctoral y otro al final- han demostrado un amor por su profesión y una integridad, con certeza, determinantes para el pacífico disfrute de mis derechos. El buen nombre del que la Complutense puede hacer gala se lo debe, entre otras razones, a profesores como ellos.



En el ámbito institucional, quisiera agradecer al actual equipo decanal el interés mostrado en que la Facultad de Derecho de la Universidad Complutense de Madrid ocupe el buen lugar que históricamente merece; pretensión que ha cumplido, como así acreditan los más prestigiosos rankings internacionales, al lograr situarla entre las cien mejores facultades de Derecho a nivel mundial. En esta exitosa gestión una de las prioridades ha sido que el Doctorado en Derecho mantuviera la más elevada exigencia, lo cual se pone de manifiesto desde la fase inicial de admisión -donde el alto número de solicitudes presentadas dispone necesariamente unos rigurosos criterios de selección- hasta la fase final del programa en la que los doctorandos de último año han de someterse a un concurso en el que se premian las tres mejores investigaciones -habiendo tenido el honor, en mi caso, de recibir el Primer Premio en la convocatoria del año 2019-.

Una gratitud que quisiera concretar, por su excelente labor y el agradable trato que siempre me han dispensado, en Ricardo Alonso García -Decano de la Facultad de Derecho y catedrático de Derecho Administrativo y de la Unión Europea- y en Juan Iglesias Redondo -Secretario General de la Facultad de Derecho y catedrático de Derecho Romano; de quien, además, recibí mis primeras clases en el Grado, de las que tan buen recuerdo guardo-.

Agradecimiento que me gustaría hacer extensivo a dos personas que forman parte del Decanato de la Facultad de Derecho y que, igualmente, dan brillo a las siglas UCM. Son María V. Aguirre Sánchez-Bermejo y M.<sup>a</sup> Carmen Arcos Muñoz, a las que tengo especial afecto. Mi paso por la Facultad, sin ellas, habría sido menos grato.

En lo que al Departamento de Derecho Administrativo se refiere, le agradezco lo bien que me ha integrado durante los años en los que he formado parte de su plantilla. Un agradecimiento que me gustaría personificar en Germán Fernández Farreres, José María Baño León y Tomás Cano Campos; catedráticos que siempre me han dedicado un amable trato. Así como en Matilde Carlón Ruiz, también catedrática; pues, cuando precisé su ayuda, estuvo. De todos ellos, en cada ocasión que los he escuchado o leído, he aprendido valiosas lecciones.

Para la elaboración de la presente tesis doctoral, que versa sobre la regulación del sector eléctrico -materia tan apasionante como compleja-, cursé el Máster en Derecho de la Energía que se imparte en el Club Español de la Energía. Un esfuerzo gracias al cual adquirí las nociones suficientes como para afrontar con seriedad tan atrevida tarea. Fue una suerte contar con un profesorado de primer nivel, aquellos que se encuentran en las trincheras del litigioso sector energético: las asesorías jurídicas de compañías eléctricas, las áreas de Derecho Público y Energía de grandes firmas de abogados, la asesoría jurídica del organismo regulador... Una excelente sinfonía dirigida por Íñigo del Guayo Castiella, catedrático de Derecho Administrativo. A Íñigo le agradezco que, de modo desinteresado, me haya dedicado en todo momento palabras de verdadero estímulo y dispensado un trato extraordinariamente amable.

En línea con lo anterior, debo agradecer a la Asociación Española de Derecho de la Energía (AEDEN) su cálida acogida. Agradecimiento que expreso concretamente a su Junta Directiva -formada por: Gaspar Ariño Ortiz (presidente de honor), Íñigo del Guayo Castiella (vicepresidente), Elisenda Malaret i García (vicepresidenta), Nuria Encinar Arroyo (secretaria general y tesorera), Mariano Bacigalupo Saggese (vocal) y Marina Serrano González (vocal)-. Y especialmente a su presidente, Vicente López-Ibor Mayor, por su confianza y cercanía.

Debo dar y doy gracias a la vida por haberme concedido salud y lucidez suficientes para doctorarme en la que es mi casa, la Complutense, donde tanto he aprendido. Si bien uno emprende a lo largo de los años proyectos más o menos gozosos, son experiencias con un inicio y un final; un devenir de transiciones. La condición de doctor, sin embargo, resulta perenne. Pasa a forma parte del ser. Responsabilidad que, asumida con la mayor serenidad, dotará a la etapa vital que ahora comienzo de un nuevo y elevado sentido.



## **ÍNDICE GENERAL**

---

### **PRIMERA PARTE:**

#### **PUESTA EN ESCENA DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA**

CAPÍTULO I. ARQUITECTURA REGULATORIA E INSTITUCIONAL DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN LA UNIÓN EUROPEA Y ESPAÑA

### **SEGUNDA PARTE:**

#### **LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA COMO NUEVO PARADIGMA**

CAPÍTULO II. BASES CONCEPTUALES DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

CAPÍTULO III. PARTICIPACIÓN Y AGREGACIÓN DE LA DEMANDA

CAPÍTULO IV. REGULACIÓN DE LOS PRINCIPALES RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS: SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO Y VEHÍCULO ELÉCTRICO

### **TERCERA PARTE:**

#### **LA CLAVE DE BÓVEDA ES EL AUTOCONSUMO ELÉCTRICO**

CAPÍTULO V. CONSIDERACIÓN JURÍDICA DEL AUTOCONSUMO

CAPÍTULO VI. MODALIDADES DE AUTOCONSUMO

CAPÍTULO VII. RÉGIMEN ECONÓMICO DEL AUTOCONSUMO

CAPÍTULO VIII. RÉGIMEN TARIFARIO DEL AUTOCONSUMO



## ÍNDICE SISTEMÁTICO

---

<b>DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD.....</b>	<b>4</b>
<b>AGRADECIMIENTOS .....</b>	<b>6</b>
<b>ÍNDICE GENERAL.....</b>	<b>12</b>
<b>ÍNDICE SISTEMÁTICO .....</b>	<b>14</b>
<b>ABREVIATURAS .....</b>	<b>22</b>
<b>RESUMEN .....</b>	<b>25</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>28</b>
<b>CUESTIONES METODOLÓGICAS.....</b>	<b>30</b>
1. Justificación de la investigación.....	30
2. Hipótesis.....	31
3. Metodología empleada .....	32
4. Estructura del estudio .....	34
5. Tesis .....	35
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>38</b>
<b>PRIMERA PARTE .....</b>	<b>42</b>
<b>PUESTA EN ESCENA DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA .....</b>	<b>42</b>
<b>CAPÍTULO I. ARQUITECTURA REGULATORIA E INSTITUCIONAL DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN LA UNIÓN EUROPEA Y ESPAÑA.....</b>	<b>44</b>
1. Breve <i>excursus</i> sobre la transición energética y la importancia del Derecho en las transiciones .....	44
2. Origen y evolución de la regulación energética comunitaria.....	47
A) Antecedentes.....	48
B) La geopolítica energética de la Unión Europea.....	54
3. La Unión Europea ante la transición: el paquete “ <i>Energía limpia para todos los europeos</i> ” como elemento central de la nueva regulación energética .....	58
A) Uso y fomento de las energías renovables: el fundamento del nuevo modelo energético.....	59
a) Principales previsiones en materia de energías renovables .....	59

b) El artículo 6 de la Directiva 2018/2001/UE como consecuencia de la inseguridad jurídica que en España generó el riesgo regulatorio .....	65
B) Diseño del mercado eléctrico: para cambiar de modelo energético el consumidor debe tener la capacidad de participar en el mercado.....	74
C) Ciberseguridad: un elevado reto para la regulación energética.....	81
D) Incremento de la eficiencia energética: especial referencia a los edificios .....	83
E) Gobernanza energética: una serie de novedosos instrumentos al servicio de la planificación.....	86
4. La adaptación de España a la transición energética: aprendiendo de los errores... o no	90
A) Planificando la transición mediante el Marco Estratégico de Energía y Clima ..	90
a) Cuando la ejecución de la política energética es improvisada y se aparta de la planificación previamente establecida: un fallo del Gobierno cuyo elevado coste aún seguimos pagando .....	90
b) El Marco Estratégico de Energía y Clima: especial referencia al Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética, un instrumento de extraordinaria importancia.....	93
c) El margen de las Comunidades Autónomas para planificar y legislar la transición energética a la luz de la doctrina constitucional.....	98
B) Las solicitudes de acceso y conexión a las redes de electricidad para nueva generación renovable: ¿ante otra burbuja verde?.....	100
<b>SEGUNDA PARTE .....</b>	<b>108</b>
<b>LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA COMO NUEVO PARADIGMA.....</b>	<b>108</b>
<b>CAPÍTULO II. BASES CONCEPTUALES DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA .....</b>	<b>110</b>
1. Un nuevo escenario: la digitalización del sector eléctrico .....	110
2. La neutralidad tecnológica como principio rector de la nueva regulación .....	115
A) Naturaleza jurídica.....	115
B) Significado y alcance.....	120
3. Las redes eléctricas inteligentes .....	126
A) Concepto.....	126

B) Significación de las redes eléctricas inteligentes en el modelo de generación distribuida .....	129
C) La gestión de la nueva distribución eléctrica .....	133
a) La estructura conceptual clásica de la distribución eléctrica y su adaptación al modelo de generación distribuida .....	133
b) La integración de los sistemas de almacenamiento en las redes eléctricas y su gestión: el carácter esencial de la instalación deberá determinar su régimen jurídico	141
c) La creación de comunidades energéticas locales y mercados locales de electricidad: hacia un sistema eléctrico más flexible .....	147
<b>CAPÍTULO III. PARTICIPACIÓN Y AGREGACIÓN DE LA DEMANDA.....</b>	<b>156</b>
1. El contador inteligente .....	156
A) Concepto y evolución de su despliegue.....	156
B) Solución al problema de asimetría informativa que impedía la participación de la demanda .....	160
a) Régimen jurídico comunitario del contador inteligente a la luz del Cuarto Paquete legislativo.....	160
b) La información asimétrica como un fallo clásico del mercado eléctrico .....	162
c) La necesaria derogación de la tarifa eléctrica (PVPC): sobre cómo la corrección de un fallo del mercado puede degenerar en un fallo del Gobierno.....	167
d) Aparición de un nuevo tipo contractual como consecuencia de la información ofrecida por los contadores inteligentes: el contrato de precios dinámicos .....	173
C) La protección de datos en la digitalización del sector eléctrico .....	176
a) La protección de datos personales como derecho fundamental.....	176
b) Sobre cómo los contadores inteligentes pueden afectar a la privacidad de los consumidores en el sector eléctrico.....	179
2. Agregación de recursos energéticos distribuidos .....	193
A) Concepto. Una explicación desde el teorema de Coase .....	193
B) Naturaleza jurídica de la agregación .....	198
C) El agregador como intermediario entre los clientes y el mercado.....	200
D) La participación del consumidor en los servicios de ajuste a través del agregador	205



E) Especial referencia a los servicios transfronterizos de balance y al estado de las interconexiones entre España y Francia.....	209
F) A modo de recapitulación.....	212
<b>CAPÍTULO IV. REGULACIÓN DE LOS PRINCIPALES RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS: SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO Y VEHÍCULO ELÉCTRICO .....</b>	<b>214</b>
1. El almacenamiento de energía eléctrica .....	214
A) Concepto.....	214
B) Sistemas de almacenamiento .....	216
C) Aspectos regulatorios vinculados al autoconsumo .....	221
2. El vehículo eléctrico.....	226
A) Concepto, origen histórico y clases de vehículo .....	226
B) Alcance de las baterías y la infraestructura de recarga sobre el despliegue del vehículo eléctrico: un complejo trinomio .....	230
a) Un breve apunte sobre el estado de la cuestión desde una perspectiva tecnológica	230
b) La recarga del vehículo eléctrico: problemática regulatoria.....	233
C) ¿Es necesaria la electrificación del transporte para descarbonizar la economía?	238
a) La movilidad eléctrica: algunos aspectos problemáticos.....	238
b) Combustibles alternativos contemplados por la Comisión Europea .....	243
c) Una aclaración sobre la relación entre movilidad eléctrica y emisiones .....	246
d) El sector del transporte es un ejemplo de cómo la creación de incentivos regulatorios (actividad de ordenación positiva) debe prevalecer sobre el establecimiento de prohibiciones (actividad de ordenación negativa).....	249
e) Combinación de la neutralidad tecnológica como principio y de las mejores técnicas disponibles como criterio en el ámbito de la movilidad sostenible.....	253
f) A modo de recapitulación .....	256
<b>TERCERA PARTE.....</b>	<b>260</b>
<b>LA CLAVE DE BÓVEDA ES EL AUTOCONSUMO ELÉCTRICO .....</b>	<b>260</b>
<b>CAPÍTULO V. LA CONSIDERACIÓN JURÍDICA DEL AUTOCONSUMO ...</b>	<b>262</b>
1. Delimitación conceptual.....	262

A) Nota preliminar de carácter lingüístico sobre el porqué de los términos seleccionados para la descripción de dos nuevas realidades: la generación distribuida y el autoconsumo de energía eléctrica .....	262
B) Definición legal de autoconsumo .....	264
C) El concepto de autoconsumo en la jurisprudencia.....	268
2. Fundamento histórico de la intervención administrativa en el sector eléctrico ....	274
A) El suministro eléctrico como servicio público: una prestación entre lo público y lo privado .....	274
B) Liberalización del sector eléctrico: del servicio público al servicio de interés económico general .....	280
3. La actividad administrativa de regulación en materia de autoconsumo.....	286
A) Sentido y alcance de la regulación .....	286
B) Las externalidades del autoconsumo: elementos esenciales para evaluar el impacto de su regulación .....	290
C) Las potestades administrativas necesarias para regular el autoconsumo .....	294
D) Sobre la importancia de la buena regulación: el autoconsumo de energía eléctrica, un ejemplo ilustrativo .....	297
4. Ordenación jurídico-administrativa del autoconsumo .....	298
A) Régimen jurídico del autoconsumo en España: antecedentes y evolución normativa 299	
a) Cuando el autoconsumo se asociaba a las plantas de cogeneración .....	299
b) El autoconsumo con fuentes de energía renovables como derecho subjetivo de los consumidores: una novedad de especial relevancia en el sector residencial...	301
B) Competencias asumidas por las Comunidades Autónomas en materia de autoconsumo: configuración y posibilidades.....	306
a) Aproximación al complejo sistema constitucional de distribución de competencias en materia de energía.....	306
b) Conflictos de competencia generados en relación con el autoconsumo de electricidad .....	310
C) Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica.....	319
a) La doctrina constitucional y el Real Decreto-ley 15/2018 como elementos impulsores del nuevo escenario registral en materia de autoconsumo.....	319

b) Sobre la importancia de la función registral para el cumplimiento de los objetivos marcados por la Unión de la Energía.....	326
D) Régimen sancionador en materia de autoconsumo: la proporcionalidad como principio inspirador de la modificación elaborada por el Real Decreto-ley 15/2018	328
<b>CAPÍTULO VI. MODALIDADES DE AUTOCONSUMO .....</b>	<b>336</b>
1. Introducción: el fomento del autoconsumo desde la actividad administrativa de ordenación .....	336
2. El autoconsumo mediante instalaciones aisladas voluntariamente de la red: una opción ajena al sistema eléctrico, pero no al Estado garante.....	338
A) Ante la posibilidad de generar y consumir fuera del sistema eléctrico .....	338
B) Una oportunidad para las empresas, un riesgo para las familias .....	340
C) La misma actividad debe recibir distinto tratamiento jurídico en países con diferente cobertura eléctrica.....	345
a) Alcance de la acción política en el proceso regulatorio o por qué unos países caminan hacia la prosperidad y otros hacia la pobreza .....	345
b) El diagnóstico socioeconómico condiciona el tratamiento jurídico .....	348
D) Sobre la necesaria determinación normativa del riesgo permitido en materia de autoconsumo .....	353
E) La conexión a la red eléctrica de las viviendas en la ordenación urbanística autonómica y local como condición mínima de habitabilidad .....	355
F) A modo de recapitulación.....	357
3. Modalidades de autoconsumo mediante instalaciones conectadas a la red .....	360
A) Antiguo esquema organizativo a propósito del Real Decreto 900/2015 .....	360
a) Suministro eléctrico con autoconsumo (tipo 1) .....	363
b) Producción de electricidad con autoconsumo (tipo 2).....	365
B) Nuevo esquema organizativo a propósito del Real Decreto 244/2019.....	366
a) Suministro con autoconsumo sin excedentes.....	370
b) Suministro con autoconsumo con excedentes .....	372
4. Formas de autoconsumo al margen de la modalidad seleccionada.....	375
A) Según el número de consumidores asociados: individual o colectivo.....	375
a) Regulación del autoconsumo colectivo en el Real Decreto 244/2019.....	375
b) Prohibición del autoconsumo colectivo en el Real Decreto 900/2015 .....	376

c) Sobre cómo la prohibición del autoconsumo colectivo impedía el acceso a un servicio esencial: el suministro eléctrico con autoconsumo.....	378
B) Según la ubicación de la instalación: en red interior o a través de la red de distribución .....	380
a) El autoconsumo de proximidad: una nueva realidad .....	380
b) Definición de instalación próxima .....	381
c) Relación de compatibilidad entre los distintos tipos de conexión de las instalaciones y las diversas modalidades de autoconsumo .....	383
5. Modalidades de autoconsumo y situaciones de transición.....	385
A) Adaptación de las instalaciones preexistentes al Real Decreto 244/2019 .....	385
B) Condiciones necesarias para el cambio de modalidad.....	386
C) Instalaciones tramitadas al amparo del Real Decreto 244/2019: modificaciones y ampliaciones .....	389
6. Tramitación administrativa de las instalaciones de autoconsumo .....	389
<b>CAPÍTULO VII. RÉGIMEN ECONÓMICO DEL AUTOCONSUMO.....</b>	<b>398</b>
1. Aproximación teórica al mecanismo de compensación simplificada .....	398
A) Naturaleza jurídica de la compensación simplificada de excedentes: una relación obligatoria cuadrangular .....	399
B) Distinción entre balance neto y compensación de excedentes .....	404
2. Aplicación del mecanismo de compensación simplificada.....	406
A) La compensación de excedentes en el autoconsumo individual.....	406
B) La compensación de excedentes en el autoconsumo colectivo .....	410
<b>CAPÍTULO VIII. RÉGIMEN TARIFARIO DEL AUTOCONSUMO .....</b>	<b>414</b>
1. Diseño tarifario del sistema eléctrico: una propuesta de racionalización .....	414
A) Conceptualización del cargo como nueva figura del sector eléctrico: distinción entre peajes y cargos .....	414
B) Alcance de la nueva metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución elaborada por la CNMC sobre el autoconsumo de electricidad: un debate en torno a los términos de potencia y energía.....	421
a) Aproximación teórica a los peajes de acceso: metodología y principios tarifarios	421

b) Efectos de la relación entre los términos de potencia contratada (fijo) y energía activa consumida (variable) en el ámbito del autoconsumo: una cuestión controvertida.....	424
C) Un problema estructural: los costes de naturaleza política deben ser financiados mediante mecanismos presupuestarios .....	432
a) Financiación de las políticas energéticas con alcance sobre el sistema eléctrico: el ser y el deber ser.....	432
b) Costes de naturaleza política financiados con cargo a los Presupuestos Generales del Estado: cuáles y en qué medida.....	435
c) Un problema colateral: la elevada carga fiscal del consumo eléctrico .....	440
2. Peajes y cargos sobre la energía eléctrica autoconsumida .....	447
A) Esquema tarifario del autoconsumo en el Real Decreto 900/2015.....	447
B) Esquema tarifario del autoconsumo en el Real Decreto 244/2019.....	449
C) Impacto económico y fiscal del autoconsumo a la luz del diálogo entre el Ministerio para la Transición Ecológica y la CNMC .....	450
3. Problemática surgida a propósito del cargo por otros servicios del sistema, conocido popularmente como “impuesto al sol”.....	455
A) Una aclaración previa sobre su naturaleza jurídica: el cargo como prestación patrimonial pública de carácter no tributario .....	455
B) Ante la necesidad de analizar separadamente el sentido del cargo por otros servicios del sistema y su metodología.....	459
a) Una reflexión sobre el cargo por otros servicios del sistema .....	461
b) La metodología del cargo por otros servicios del sistema .....	479
C) Sostenibilidad medioambiental <i>versus</i> sostenibilidad financiera .....	488
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>491</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>514</b>
<b>OTRAS REFERENCIAS.....</b>	<b>534</b>

## ABREVIATURAS

---

ACC	Autoridad Catalana de la Competencia
AEPD	Agencia Española de Protección de Datos
ACER	Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía
AIE	Agencia Internacional de la Energía
Art	Artículo
CC	Código civil, de 24 de julio de 1989
CECOVEL	Centro de Control del Vehículo Eléctrico
CEOE	Confederación Española de Organizaciones Empresariales
CSN	Consejo de Seguridad Nuclear
CNE	Comisión Nacional de Energía
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
DGT	Dirección General de Tráfico
EB GL	Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una Directriz sobre el balance eléctrico
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IREMEL	Integración de Recursos Energéticos a través de Mercados Locales de Electricidad
LCSP	Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público, por la que se transponen al ordenamiento jurídico español las Directivas del Parlamento Europeo y del Consejo 2014/23/UE y 2014/24/UE, de 26 de febrero de 2014

LOSEN	Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de ordenación del sector eléctrico nacional
Marco Legal Estable	Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio
MIBEL	Mercado Ibérico de la Electricidad
MIT	Massachusetts Institute of Technology
MTD	Mejores Técnicas Disponibles
MW	Megavatio
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de Energía, OMI Polo Español S.A.
PNIEC 2021-2030	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima elaborado por el Gobierno de España para el periodo 2021-2030
PPAs	Power Purchase Agreements
PVPC	Precio Voluntario del Pequeño Consumidor
RAE	Real Academia Española
REBT	Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión
RAIPRE	Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica
SIEG	Servicios de Interés Económico General
SIG	Servicios de Interés General
SIEGNE	Servicios de Interés General No Económicos
SIPS	Sistema de Información de Puntos de Suministro
STC	Sentencia del Tribunal Constitucional
STS	Sentencia del Tribunal Supremo
TC	Tribunal Constitucional

TFUE	Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea
TJUE	Tribunal de Justicia de la Unión Europea
TS	Tribunal Supremo
TUE	Tratado de la Unión Europea
TUR	Tarifa de Último Recurso
UE	Unión Europea
UNEF	Unión Española Fotovoltaica





## RESUMEN

---

La presente tesis doctoral comienza con un profundo análisis de las directivas y reglamentos que conforman el marco legislativo para la transición energética en la Unión Europea durante el periodo 2021-2030, denominado oficialmente “*Energía limpia para todos los europeos*”; un conjunto normativo que constituye el necesario punto de partida para cualquier análisis riguroso en materia energética que hoy se quiera poner sobre la mesa.

La investigación continúa con la creación de un marco conceptual en torno a la generación distribuida de electricidad. En relación con este nuevo paradigma, primero se explica cómo será la gestión de la distribución eléctrica a través de las redes inteligentes, destacando la creación de comunidades energéticas locales y mercados locales de electricidad como principales novedades del modelo distribuido. Asimismo, se proponen unas pautas que sirvan para reforzar las bases dogmáticas de la neutralidad tecnológica; un principio que debería guiar la transición hacia la descarbonización y la eficiencia energética para que el proceso se ajuste a las necesidades reales de los colectivos involucrados, evitando así que la intervención administrativa pueda traducirse en fallos del Gobierno y provoque, en consecuencia, distorsiones económicas de difícil reparación. Un marco conceptual que se cierra con el estudio de los aspectos regulatorios relativos tanto a la participación y agregación de la demanda como a los recursos energéticos distribuidos más relevantes (a saber, los sistemas de almacenamiento y el vehículo eléctrico); novedades, todas ellas, absolutamente disruptivas.

Finalmente, puede encontrarse en este estudio un detallado comentario sobre las medidas regulatorias establecidas en materia de autoconsumo de energía eléctrica -pieza esencial del nuevo modelo distribuido- por el derogado Real Decreto 900/2015 y por el vigente Real Decreto 244/2019, comparando el tratamiento aplicado por uno y otro a los diferentes aspectos vinculados al desarrollo de la actividad. De modo que, a través de este ejercicio comparativo entre ambas disposiciones, se expone la consideración jurídica del autoconsumo, sus modalidades técnicas, así como su régimen económico y tarifario.



## ABSTRACT

---

*This doctoral thesis begins with depth analysis of the directives and regulations that make up the legislative framework for the energy transition in the European Union during the period 2021-2030, officially called "Clean Energy for All Europeans". This regulatory package is a necessary starting point for any rigorous examination in the field of energy at present.*

*The research continues to the creation of a conceptual framework around the distributed generation of electricity. In relation to this new paradigm, it starts by explaining how electricity distribution will be managed through smart grids, highlighting the creation of local energy communities and local electricity markets as the main novelties of the distributed model. It also proposes guidelines that serve to reinforce the dogmatic bases of technological neutrality. This principle should guide the transition towards decarbonisation and energy efficiency. In this way, the process will follow the real needs of the groups involved, thus avoiding administrative intervention that could translate into government failures and consequently cause economic distortions that are difficult to repair. The conceptual framework concludes with a study of the regulatory aspects of the most important distributed energy resources (i.e., storage systems and the electric vehicle); all of which are absolutely disruptive.*

*Finally, this dissertation provides a detailed commentary on the regulatory measures established in the area of self-consumption of electricity by the repealed RD 900/2015 and by the current RD 244/2019. It comes to comparing the treatment applied by each to the different aspects linked to the development of the activity. Therefore, through this comparative exercise between both regulations, the legal consideration of self-consumption, its technical modalities, as well as its economic and tariff system, are presented.*



## CUESTIONES METODOLÓGICAS

---

### 1. Justificación de la investigación

La presente tesis doctoral pretende ofrecer una explicación personal y rigurosa sobre la regulación del autoconsumo eléctrico en el marco de la generación distribuida y la transición energética.

Quiere decirse, pues, que se pretende evitar el aislado análisis del autoconsumo con la finalidad de dotar a la investigación de un marcado carácter sistemático; aspiración siempre debida en el entorno científico y académico.

Es ahí donde entendemos que radica el principal valor del estudio realizado: en la explicación conjunta, por vez primera en el ámbito doctrinal, del autoconsumo de energía eléctrica y su contexto desde una perspectiva regulatoria. Y, cuando decimos regulatoria, nos referimos a que hemos considerado necesario añadir, a los argumentos estrictamente jurídicos, aquellas razones políticas, técnicas y económicas que sirvieran para justificar las propuestas formuladas.

Una completa panorámica cuyo interés viene dado, además, por la actualidad y la relevancia de la problemática estudiada. Tanto es así que, a decir del Consejo de Estado, *“la adecuada regulación del autoconsumo adquiere en el momento actual una importancia de primer orden, en cuanto que responde a exigencias de política energética y medioambiental”*<sup>1</sup>.

Por lo expuesto, concluimos el presente estudio con la esperanza de que, al haberse analizado desde el mayor rigor las bases para la regulación de un modelo energético con elementos absolutamente novedosos, lo aquí escrito pueda servir, modestamente, para abrir camino en la doctrina.

---

<sup>1</sup> Cfr. el dictamen del Consejo de Estado, de 28 de marzo de 2019, con número de expediente 234/2019, sobre el *Proyecto de Real Decreto por el que se regulan las condiciones administrativas y técnicas del autoconsumo*.

## 2. Hipótesis

Tras el intenso y controvertido debate generado alrededor del *Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo*, nos propusimos estudiar en profundidad el régimen jurídico y económico del autoconsumo de electricidad a fin de comprobar si realmente se pretendía con la aprobación de la norma referida el fomento administrativo negativo de la actividad o, por el contrario, se trataba de una regulación adecuada para su despliegue.

Sin embargo, el inicio de la presente investigación (octubre de 2016) coincidió cronológicamente con la Comunicación de la Comisión Europea, de 30 de noviembre de 2016, titulada “*Energía limpia para todos los europeos*”. Un hecho de extraordinaria relevancia por tratarse de la semilla que terminaría dando por fruto, a comienzos de 2019, el Cuarto Paquete legislativo de la Unión Europea en materia de energía (con idéntico título que la citada Comunicación, siendo igualmente conocido por su denominación anglosajona *Clean Energy Package*). Un conjunto de directivas y reglamentos que, en suma, ha asumido la dificultosa tarea de ordenar jurídicamente el impulso de la transición energética hacia la descarbonización. En este sentido, el paquete normativo plantea la progresiva transformación del tradicional modelo centralizado de generación eléctrica en un nuevo modelo de generación distribuida.

Es por ello que, inevitablemente, la hipótesis de la investigación se vio alterada. Si bien es cierto que la cuestión planteada originalmente en torno a la regulación del autoconsumo continuaba manteniendo el máximo interés, un estudio que no contemplara adicionalmente el contexto en el que se iba a desarrollar la actividad -hallándose, como acaba de señalarse, en un importantísimo proceso de transición hacia un nuevo modelo energético-, sencillamente, resultaría incompleto.

En consecuencia, decidimos incluir en la investigación, con carácter previo, la identificación de los principales aspectos regulatorios de las tecnologías de generación distribuida y la determinación de su contribución a las metas de la transición energética.

Una hipótesis que ha evolucionado en coherencia con las transformaciones que el sector eléctrico ha ido experimentando durante el periodo 2016-2020. Unos cambios que, precisamente por acontecer en el seno de la llamada revolución tecnológica y en el inicio de la referida transición energética, han presentado un carácter especialmente disruptivo.

Esta circunstancia, que lo adjetivo haya alcanzado naturaleza sustantiva, explica tanto la configuración final de la hipótesis como la estructura del estudio.

### **3. Metodología empleada**

Para la realización de la presente investigación hemos seguido principalmente los métodos *deductivo, dogmático, exegético, descriptivo, económico y empírico*.

En este sentido, el método *deductivo* nos permitirá abordar la cuestión referida de un modo sistemático, reduciendo los diferentes escenarios a la unidad. La secuencia que seguiremos, será la siguiente: primero atenderemos a la transición energética por tratarse del proceso más amplio y complejo en el que se desarrolla la actividad de autoconsumo; una vez realizada su puesta en escena, delimitaremos los contornos sociales, económicos, jurídicos y tecnológicos de la generación distribuida por tratarse del modelo energético en el que tiene lugar el despliegue del autoconsumo, sentando para ello las bases conceptuales de este nuevo paradigma; y, finalmente, expondremos con el debido detenimiento las correspondientes consideraciones sobre los más relevantes aspectos regulatorios del autoconsumo mediante fuentes de energía renovables. Estimamos que así, de lo general a lo concreto, es como mejor puede realizarse una aproximación sistemática a la regulación de este nuevo fenómeno.

Asimismo, cabe señalar que el método *dogmático* prevalecerá sobre el *exegético*; aunque, en verdad, seguiremos ambas vías de manera complementaria. La pretensión radica, pues, en que predomine a lo largo del presente trabajo doctoral la interpretación de las normas analizadas, no tanto desde el sentido literal de las palabras reflejadas en el texto, sino desde la perspectiva de los principios generales y la distinción respecto de figuras afines. Lo que no impide el puntual estudio de la jurisprudencia recaída sobre un hecho determinado, así como el riguroso análisis de los pronunciamientos doctrinales más relevantes.



El análisis *económico* resulta imprescindible en el estudio de un sector regulado y estratégico como es el eléctrico. A este respecto, debe aclararse que, sin pretender que la presente investigación doctoral llegue a confundirse con la que habría elaborado un economista, sí aspiramos a dotarla de un preciso sesgo económico añadiendo apuntes sobre el posible alcance en el mercado de las soluciones jurídicas planteadas.

El método *empírico*, por su parte, consistirá, no tanto en la exposición de diversos supuestos prácticos (pues entendemos que ello se alejaría del carácter académico que debe guardar una tesis doctoral en Derecho, sin perjuicio de anotaciones puntuales), sino en el tratamiento ocasional de datos y estadísticas que ayuden a comprender la adecuación de la argumentación jurídica a la realidad fáctica objeto de regulación.

El método *histórico* será escasamente utilizado, dado que la idea motriz que guiará la investigación será el análisis regulatorio de la transición energética y, especialmente, de las diversas tecnologías de generación distribuida; siendo relevante para la mejor comprensión del estudio puntuales remisiones a los orígenes históricos del sector eléctrico, así como al anterior régimen jurídico del autoconsumo, sin que su comentario constituya el núcleo esencial de esta tesis doctoral.

En lo relativo al método *comparado*, anticipamos que su infrecuente empleo a lo largo del trabajo doctoral que sigue responde al riesgo que su abuso habría implicado para la precisión conceptual del mismo; pues el honesto ejercicio comparativo entre sistemas jurídicos diversos requiere un elevado conocimiento de la cultura jurídica, económica y política del tercer Estado seleccionado en la comparación. Sin embargo, sí se realiza un intenso ejercicio comparativo en el ámbito normativo interno entre el régimen jurídico del autoconsumo de energía eléctrica pasado y presente; siendo necesaria esta visión histórica, aunque el lapso transcurrido entre una y otra haya sido fugaz, para comprender con rigor el estado de la cuestión.

Finalmente, debe precisarse que la presente investigación doctoral se elabora desde el prisma que ofrece el *Derecho Administrativo Económico*, sin perjuicio de que, a lo largo de la misma, sean abordados diversos aspectos de naturaleza constitucional, civil, mercantil, financiera y tributaria. Serán, todos ellos, aislados comentarios que guardarán la pretensión de enriquecer un trabajo elaborado, en sentido amplio, desde una perspectiva jurídico-administrativa.

#### 4. Estructura del estudio

En la sociedad actual la única constante es el cambio, razón por la cual el contexto deja de ser una cuestión adjetiva y adquiere similar relevancia a la presentada por el tema objeto de estudio; especialmente cuando el sector industrial en el que la actividad analizada se encuadra inicia un importante proceso de transición.

Por este motivo la investigación se divide en tres partes, a saber:

- 1.ª) “Puesta en escena de la transición energética”
- 2.ª) “La generación distribuida como nuevo paradigma”
- 3.ª) “La clave de bóveda es el autoconsumo de electricidad”

Esta estructura explica por sí sola la aspiración sistemática del estudio realizado, dado que comienza con una explicación sobre los fines de la transición energética y la forma en la que se está ordenando jurídicamente el proceso tanto en la Unión Europea como en España, continúa sentando el marco conceptual de la generación distribuida como nuevo modelo energético en el que se desarrolla el autoconsumo y concluye con un extenso análisis de las cuestiones administrativas y económicas vinculadas a esta disruptiva forma de generar y consumir energía eléctrica.

En consecuencia, de la división planteada se desprende que el *autoconsumo de electricidad* es la pieza esencial de un novedoso engranaje denominado *generación distribuida* cuya aparición tiene lugar en el contexto de la *transición energética*; un proceso transversal en el que, siendo la electrificación de la economía uno de los asuntos centrales, abarca asimismo aspectos de naturaleza muy diversa (industrial, climática, económica, social, etc.) que trascienden lo estrictamente eléctrico.

## 5. Tesis

Nos adentramos en un periodo de constantes e intensas transformaciones en el que los distintos Estados miembros combinarán la pequeña y gran escala energética en virtud de diversos factores (geográficos, económicos, sociales...) para alcanzar los objetivos climáticos establecidos por la Unión Europea. Por ello, el compromiso climático debe ir acompañado de una detallada planificación energética que explique en cada caso, en el marco del nuevo sistema de gobernanza europeo, por qué modelo energético va a optarse en aras de alcanzar tales pretensiones y cuál va a ser su ordenación jurídica.

En este sentido, la actual *transición energética* guarda una doble proyección: la *climática*, cuyo fin esencial consiste en descarbonizar la actividad económica; y la *tecnológica*, marcada por un conjunto de disruptivas innovaciones que impulsan la *generación distribuida*, un nuevo modelo de producir y consumir energía eléctrica cuya coexistencia con el clásico esquema de *generación centralizada* (que, en adelante, habrá de prescindir en gran medida de los combustibles fósiles para resultar compatible con el proceso de descarbonización) está exigiendo una revisión integral de las reglas que rigen el mercado.

Así pues, nos hallamos ante un escenario de elevada complejidad regulatoria que incluye una transición energética con dos proyecciones diferenciadas, la climática y la tecnológica, encontrándose la segunda subordinada a la primera. El cambio tecnológico únicamente debería considerarse válido en la medida en que contribuya a la construcción de un modelo energético más eficiente y descarbonizado; cuestión distinta es que los tiempos de la transición no se deban precipitar, evitando de ese modo desaciertos de difícil reparación. No obstante, se trata de un cambio tecnológico singular porque recibe lo nuevo sin terminar de abandonar lo viejo; pues, si bien es cierto que la utilización de fuentes de energía fósiles irá decreciendo significativamente durante los próximos años, la generación centralizada de electricidad permanecerá.

Una distinción teórica de dos modelos de generación eléctrica, el centralizado y el distribuido, que la realidad del sector se encarga de diluir; dado que, no sólo coexisten, sino que en buena medida también convergen.

Ello se explica por la utilización conjunta de infraestructuras, siendo las redes el más claro ejemplo. Los consumidores que autoconsuman, cuando la curva de generación no coincida con la de consumo, estarán conectados a la red y utilizarán energía eléctrica generada por grandes instalaciones (centrales hidroeléctricas, parques eólicos, estaciones solares fotovoltaicas...) ubicadas a cientos de kilómetros del punto de suministro, la cual necesitará ser transmitida mediante las redes de transporte y distribución.

Sin embargo, las reglas del sector variarán significativamente en la medida en que la pequeña escala aumente su despliegue. Piénsese, a modo ilustrativo, en cómo habrán de ser abordadas cuestiones tan relevantes como las siguientes: la participación en los mercados eléctricos a través de las tecnologías de generación distribuida (instalaciones de autoconsumo, sistemas de almacenamiento, vehículos eléctricos...) sin que la energía vertida de origen renovable deprima en exceso los precios del *pool* en el actual sistema marginalista<sup>2</sup>; la operación del sistema eléctrico ante un contexto de mayor flexibilidad con hábitos de consumo poco predictibles; así como la integración masiva de generación renovable en unas redes de electricidad con capacidad de acceso y conexión limitada. Un desafío más que notable en el que los juristas tienen un papel protagonista.

Es por ello que la regulación energética debe constituir un marco donde los nuevos hechos que la transición traiga consigo encuentren cabida; pretensión que únicamente podrá lograrse con la construcción de un Derecho Administrativo sólido y flexible, capaz de abandonar la rigidez provocada por las oscilaciones ideológicas pendulares de etapas anteriores que han derivado en abruptas reformas normativas.

En consecuencia, entendemos que el marco regulatorio de la transición energética deberá permitir la integración en el sistema de los recursos energéticos distribuidos sin que, de acuerdo con el principio de neutralidad tecnológica, reciban un trato privilegiado respecto de los recursos centralizados. Factores como su aceptación social, su huella de

---

<sup>2</sup> Una cuestión que, como se explicará en el Capítulo II, se está tratando de solucionar mediante la creación de mercados locales de electricidad vinculados funcionalmente al Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) que, a su vez, se viene acoplando con el resto de los mercados *spot* europeos desde el año 2014 para el horizonte diario y desde el 2018 para el horizonte intradiario. Un ejemplo muy ilustrativo sobre cómo una misma solución (la incorporación masiva de energías renovables en el sistema eléctrico) puede resultar muy sencilla desde un punto de vista medioambiental y extremadamente compleja en términos técnicos, jurídicos y económicos.

carbono o su precio en el mercado, han de ser los que determinen la conveniencia de su presencia en el sector.

La regulación del autoconsumo, como actividad central del nuevo escenario distribuido, ha experimentado una evolución en línea con la anterior reflexión. Las dudas albergadas por el Gobierno popular sobre el impacto que el despliegue del autoconsumo tendría en los ingresos del sistema eléctrico le llevó a aprobar el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, una norma que desincentivaba su ejercicio notablemente. Sin embargo, el cambio de Gobierno acontecido en junio de 2018 provocó una radical reforma de su régimen jurídico y económico a través del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, y del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril. Un nuevo marco normativo que permite el autoconsumo colectivo y de proximidad, simplifica su tramitación administrativa, ofrece la posibilidad de compensar el valor de los excedentes energéticos vertidos a la red en la factura, suprime los cargos y peajes sobre la electricidad autoconsumida y, entre otras novedades, ajusta su régimen sancionador a las exigencias derivadas del principio de proporcionalidad.

El extraordinario descenso de precios de los módulos fotovoltaicos en la última década hace que el autoconsumo de electricidad, más allá de los beneficios que puede ofrecer al conjunto del sistema eléctrico, sea una actividad rentable; sin que necesite para su despliegue -por lo general- de ayudas públicas. No obstante, el anterior modelo de regulación ha dificultado seriamente su desarrollo durante el último lustro. Por ello, en el presente estudio consideramos que, de acuerdo con el principio de intercambiabilidad en las formas de actuación administrativa, en el nuevo marco regulatorio se ha optado por fomentar positivamente el autoconsumo desde la actividad administrativa de ordenación; es decir, liberando a la actividad de cargas regulatorias que no se justifiquen.

A modo de conclusión, entendemos que la regulación energética deberá superar una visión tendencialmente estática e incorporar una perspectiva temporal que, cimentada en grandes principios y un nuevo diseño de los mercados eléctricos, sirva para dar cumplimiento a las obligaciones de resultado que nos hemos fijado a medio (2030) y largo (2050) plazo en el ámbito energético y climático.

## INTRODUCCIÓN

---

Acciones tan cotidianas como encender un ordenador o un teléfono móvil nos parecen intrascendentes. Lo cual resulta comprensible, puesto que las realizamos a diario y su ejecución nos supone un esfuerzo mínimo: pulsar una tecla o botón. Sin embargo, son el resultado de procesos industriales que tradicionalmente han requerido grandes medios logísticos, técnicos y financieros.

Desde mediados del siglo XX el diseño de la industria eléctrica se ha basado en las economías de escala, principalmente, por dos razones: de un parte, los monopolios naturales necesarios para la gestión de las estructuras en red; y, de otra parte, el progresivo incremento de la demanda de conformidad con la conocida teoría sobre las etapas del crecimiento económico de Walt ROSTOW. Con esa finalidad se han ido construyendo, hasta nuestros días, grandes centrales de producción eléctrica. Se trata, en fin, de un sistema centralizado que necesita, además, de extensas líneas de transporte y potentes centros capaces de coordinar la relación entre oferta y demanda en tiempo real debido a la imposibilidad de almacenar la electricidad.

El sistema de generación eléctrica centralizada, con sus virtudes y carencias, se puede afirmar que ha funcionado de forma exitosa. Éxito que responde al objetivo para el cual estaba concebido: garantizar la seguridad del suministro eléctrico. Actualmente, sin embargo, el escenario es diferente. Ahora no sólo basta con asegurar el suministro, sino que éste debe ser a un precio asequible y respetuoso con el medio ambiente: tres objetivos igualmente relevantes cuya compleja interacción se conoce como el *trilema* de la política energética.

En ese loable afán de conciliar la seguridad del suministro con la sostenibilidad medioambiental, la Unión Europea está tratando de liderar la producción de electricidad con tecnologías que utilicen fuentes de energía renovables; tarea cuya ordenación jurídica depende de las disposiciones contenidas en el Cuarto Paquete legislativo (en inglés *Clean Energy Package*), conjunto de normas y medidas que se ha denominado oficialmente “*Energía limpia para todos los europeos*”. Un proceso conocido como *transición*

*energética* cuya finalidad última es descarbonizar la actividad económica para mitigar los efectos del cambio climático y aumentar la eficiencia energética.

Así pues, este tránsito en el que nos encontramos implica, a su vez, una serie de radicales transformaciones industriales: de las fuentes de energía fósiles a las renovables; de la distancia entre generación y consumo a la proximidad; de las grandes centrales a las pequeñas instalaciones... Acontecemos, en suma, a un cambio de paradigma energético.

No es posible predecir, a fecha de hoy, cuánto durará la transición energética; aunque la Unión Europea se ha propuesto el objetivo de lograr un escenario neutro en emisiones antes del año 2050. Sí puede afirmarse, en consecuencia, que la duración no será inferior a una década. Y es precisamente ese periodo, el comprendido entre los años 2021 y 2030, el que será objeto de regulación por el Cuarto Paquete y de planificación por los correspondientes Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima enmarcados en el nuevo sistema de gobernanza energética europea. Será la próxima década, por ende, el lapso durante el cual se producirá con especial intensidad la coexistencia de los dos citados modelos: de un lado, el tradicional suministro mediante grandes centrales y, de otro lado, la novedosa generación distribuida de energía eléctrica a través de pequeñas instalaciones.

Debe señalarse, asimismo, que la transición energética incide esencialmente sobre dos esferas: de un lado, la protección medioambiental, siendo muy visible y despertando escasa disidencia<sup>3</sup>; y, de otro, el diseño del mercado eléctrico, cuestión poco mediática por su elevada complejidad técnica. Ambas son fundamentales. La primera, porque de la sostenibilidad medioambiental depende que nuestro planeta continúe siendo habitable durante los próximos siglos. Y, la segunda, porque en una industria tan complicada como la eléctrica cualquier transformación afecta significativamente al conjunto de mercados, procedimientos y agentes que en ella intervienen.

---

<sup>3</sup> Salvo la polémica retirada del Acuerdo de París protagonizada por el Gobierno estadounidense de Donald TRUMP, son extrañas las manifestaciones adversas a la lucha contra el cambio climático; ya sea en el sector público o en el privado. De hecho, según informa *National Geographic*, la decisión de TRUMP está siendo neutralizada por el compromiso medioambiental que están demostrando Estados como Nueva York, California o Washington, así como algunas grandes empresas industriales y tecnológicas. Cfr. “La retirada de Estados Unidos del Acuerdo de París no frenará el progreso climático”, 9 de noviembre de 2017, *National Geographic*. Recuperado de: <https://www.nationalgeographic.es/medio-ambiente/2017/06/la-retirada-de-estados-unidos-del-acuerdo-de-paris-no-frenara-el-progreso>

Cabe advertir, en relación con la esfera industrial, que la operación del sistema y de los correspondientes mercados variará significativamente si el porcentaje de potencia instalada que procede de fuentes de energía renovables (recuérdese que, en la mayoría de los supuestos, es intermitente y no gestionable) asciende en una década de un 35 % (cifra actual) a un 74 % (objetivo recogido por el PNIEC 2021-2030); un reto mayúsculo.

Puede observarse, por lo explicado, la elevada dificultad de regular un tránsito que presenta dos proyecciones con diferentes velocidades. Desde la visión que ofrece la citada perspectiva medioambiental, sí es cierto que se pretende abandonar el consumo de fuentes energéticas fósiles para adentrarse en un escenario principalmente renovable; lo que los anglosajones llaman la *deep decarbonization* (en español, la descarbonización profunda). Un escenario que, pese a la dificultad de su consecución, se ha propuesto para el año 2050. Sin embargo, en lo que al diseño del mercado se refiere, la transición es parcial. La recepción de nuevas realidades como la integración masiva de energías renovables y la agregación de recursos energéticos distribuidos han de ser sabiamente combinadas con las grandes instalaciones hasta ahora existentes y, en multitud de supuestos, con vocación de permanencia.

De modo que la transición, a nuestro juicio, debe ser gradual y sectorial; dado que debe estudiarse con el debido rigor la concreta circunstancia de cada sector económico e industrial. Si bien es cierto que la velocidad a la que está evolucionando la tecnología es exponencial (razón por la cual se comienza a hablar de la Cuarta Revolución Industrial), no lo es menos que tales innovaciones sólo lograrán consolidarse en el mercado cuando su precio resulte asequible y los consumidores perciban que su calidad de vida mejorará gracias a ellas.

En esta línea, cabe destacar que sería contraproducente para el buen fin de la transición energética que la regulación trate de acelerar los tiempos o condicionar el uso de unas y otras tecnologías. El único tránsito exitoso será el que cuente con: *aceptación social* por parte de consumidores y empresas; un *diseño* del mercado y las redes adecuado para integrar de forma masiva e intermitente la electricidad generada con fuentes de energía renovables; y una *planificación* elaborada por la Administración que encuentre un cierto equilibrio entre los múltiples intereses en juego, evitando así planteamientos cortoplacistas.



Conviene insistir, asimismo, en que la transición implica la coexistencia de dos modelos de negocio energético diferentes: la *gran y pequeña* escala<sup>4</sup>. Puede observarse, pues, que las redes de distribución van a ser el centro neurálgico del nuevo modelo de generación eléctrica; el punto de encuentro entre los agentes y recursos energéticos. Las conocidas como *redes inteligentes*, en consecuencia, serán decisivas para la convergencia estructural de ambos modelos. La generación de energía eléctrica con grandes centrales térmicas atraviesa lo que parece su ocaso definitivo. La gran escala, sin embargo, es probable que deba convivir con las pequeñas instalaciones durante muchas décadas más; pues, aunque sería excesivamente osado predecir a qué ritmo crecerá la generación distribuida y su importancia futura en el *mix* energético español, sí puede afirmarse que las centrales hidroeléctricas, las nucleares, los ciclos combinados, los huertos solares fotovoltaicos y los parques eólicos, infraestructuras todas ellas de grandes dimensiones, seguirán asumiendo una cuota relevante del citado *mix* durante los próximos años.

Nos hallamos, en definitiva, ante un escenario de profundos cambios donde el papel de los juristas cobrará un protagonismo hasta ahora desconocido en la tradición regulatoria del sector eléctrico. En reformas energéticas del pasado, el proceso regulatorio ha estado codirigido por políticos, ingenieros y economistas; sin embargo, la aportación de los juristas ha sido secundaria.

En esta ocasión, guarda importancia advertir que nos encontramos ante una verdadera transición energética: entendiendo por transición la transformación total del sistema. No es una reforma, sino el radical diseño de otro modelo que cuenta con otras tecnologías, con otro tipo de mercados y con otra estructura empresarial. Por ello, esta vez sí, quienes dediquen sus esfuerzos al Derecho y tengan conocimientos adicionales en materia energética serán quienes deban asumir la compleja tarea, durante la próxima década, de adaptar el ordenamiento jurídico a lo nuevo sin abandonar lo viejo. Un proceso de *destrucción creativa* en el que los juristas han de analizar las relaciones entre derechos, obligaciones y potestades en interés de alcanzar una *transición energética justa*.

---

<sup>4</sup>“El desarrollo de las redes deberá permitir la combinación de grandes centros de generación centralizada -con plantas fotovoltaicas que pueden alcanzar 500 MW- con el creciente peso de la generación distribuida y con sistemas de almacenamiento” Informe final elaborado por la Comisión de Expertos sobre escenarios de Transición Energética (creada por Acuerdo del Consejo de Ministros de 7 de julio de 2017), titulado “Análisis y propuestas para la descarbonización”, de 19 de marzo de 2018, p. 462.

## **PRIMERA PARTE**

### **PUESTA EN ESCENA DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA**



## CAPÍTULO I. ARQUITECTURA REGULATORIA E INSTITUCIONAL DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN LA UNIÓN EUROPEA Y ESPAÑA

### 1. Breve *excursus* sobre la transición energética y la importancia del Derecho en las transiciones

La *transición energética*, en muy breve síntesis, implica el abandono de un modelo energético basado en el uso de fuentes de energía fósiles por otro que apueste en gran medida por fuentes de energía renovables con el fin de *descarbonizar* la actividad económica y mitigar, de ese modo, los negativos efectos del fenómeno conocido como *cambio climático*.

Así pues, las políticas energética, económica e industrial quedan ciertamente subordinadas a las exigencias de la política climática. La *sostenibilidad* comenzará a ser, a partir de ahora, un criterio que irradie transversalmente la práctica totalidad de la acción política. Una *transversalidad* que, igualmente, debe presentarse como nota esencial de la transición energética; pues, como podrá fácilmente comprenderse, la *descarbonización* de la economía requiere la existencia de transformaciones en la práctica totalidad de los sectores económicos para que los avances logrados en unos no resulten neutralizados por el inmovilismo de los otros.

En este sentido, conviene traer a colación las lúcidas palabras que Pedro MIELGO ÁLVAREZ ha escrito al respecto:

*“Es importante entender que, para que esta nueva transición se lleve a cabo con éxito, es decir, cumpliendo con los objetivos fijados, es necesario que ocurran diversas transiciones en direcciones diversas, cada una con objetivos particulares, pero conduciendo todas a un mismo fin. La transición energética es en realidad una serie de transiciones interrelacionadas, que reflejan la complejidad del proceso”*<sup>5</sup>.

Una complejidad que, insistimos, esconde más incertidumbres que certezas. El *qué*, la descarbonización, es el norte por el cual se guía este extraordinario proceso; sin embargo, el *cómo* y el *cuándo* son dos incógnitas cuya resolución no estamos en

---

<sup>5</sup> Puede verse una completa panorámica sobre los riesgos y oportunidades de la transición energética en MIELGO ÁLVAREZ, P., “Las claves de la transición energética”, en DE LA CRUZ FERRER, J. (dir.) y ZAMORA SANTA BRÍGIDA, I. (coord.), *Energía y Derecho ante la transición renovable*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2019, p. 68.

condiciones de anticipar. La competitividad, en ocasiones demonizada, probablemente sea el termómetro más fiable. Una de las mayores lecciones que podemos aprender de los errores pasados es, precisamente, que la insostenible subvención de las innovaciones cuyo desarrollo tecnológico se encuentra en la curva de aprendizaje perjudica notablemente el despliegue de las mismas una vez alcanzan la madurez.

El *cómo* de la transición dependerá, en consecuencia, de que los recursos energéticos distribuidos presenten precios asequibles y aceptación social. Una opción que, en contra de lo que pudiera parecer *prima facie*, se vería seriamente desfavorecida en el caso de recibir cuantiosas ayudas públicas. La capacidad subvencional de la Administración, naturalmente, es limitada; razón por la cual, una vez se agotasen los correspondientes programas de ayudas, los consumidores irían decantándose por otras opciones que ofrecieran similares prestaciones a un menor coste. Una circunstancia que, con claridad, afectaría negativamente a las industrias ocupadas en el desarrollo de estas tecnologías. Entendemos que las ayudas públicas han de ser destinadas, comedidamente, a aquellos colectivos que se consideren los *perdedores* del proceso a fin de lograr, en la medida de lo posible, una transición justa<sup>6</sup>.

El *cuándo*, por su parte, tampoco ofrece un pronóstico sencillo. En el Cuarto Paquete comunitario en materia de energía se reconoce que el objetivo es lograr una economía hipocarbónica para el año 2050. De modo que la Unión Europea, pese a haber elaborado una regulación diseñada para abordar las cuestiones energéticas y climáticas de la próxima década, prevé que el camino hacia la descarbonización durará, al menos, veinte años más.

Cuestiones todas ellas (el *qué*, el *cómo* y el *cuándo*) que, sin perjuicio de la influencia que los aspectos tecnológicos, políticos y económicos puedan tener en su evolución, dependerán formalmente de la ordenación jurídica elegida. La importancia del

---

<sup>6</sup> Puede observarse, en línea con lo que proponemos, que “*el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico abrirá una primera línea de ayudas, dotada con 7 millones de euros, para fomentar el desarrollo económico de los municipios afectados por procesos de cierre de centrales térmicas de carbón*”. Titular de la noticia: “El Gobierno abrirá una línea de ayudas para municipios afectados por el cierre de centrales térmicas”, (14 de marzo de 2020), de *El Periódico de la Energía*.

Recuperado de:

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-gobierno-abrirá-una-línea-de-ayudas-para-municipios-afectados-por-el-cierre-de-centrales-termicas/>

Derecho en el diseño de las transiciones, en consecuencia, resulta elevadísima -ya sean energéticas o de cualquier otra naturaleza-.

La Unión Europea ha entendido, en esta línea, que el impulso de la transición energética necesitaba de una radical reforma legislativa. Un nuevo paquete de directivas y reglamentos que, como ya se ha anticipado, ha recibido la denominación oficial de “*Energía limpia para todos los europeos*”. Se trata, en concreto, del Cuarto Paquete comunitario en materia de energía y su objetivo consiste en regular los principios, medios y objetivos de la transición durante el periodo 2021-2030.

Por lo tanto, ya sea reformando parcialmente la normativa anterior o aprobando una ordenación radicalmente nueva, el Derecho se presenta como el elemento vertebrador de toda transición. Por ello, resulta fundamental distinguir entre el carácter coyuntural de las *políticas públicas* frente al estructural de las *normas* -o, en un sentido más amplio, de los *modelos de regulación*-. El buen Derecho debe presentarse como un neutral marco en el que pueda implementarse cualquier acción de gobierno, sin perjuicio de la ideología que la inspire. De lo contrario, si las leyes y reglamentos quedan marcados por el sesgo político de legislador y gobernante, tendremos un Derecho Administrativo excesivamente rígido; mientras que la ordenación jurídica de toda transición -y, especialmente, de la energética- necesita, precisamente, solidez en los principios y flexibilidad en el detalle.

En este sentido cabe añadir que, ante la fugacidad con la que las innovaciones tecnológicas salen al mercado y comienzan a tener impacto en la sociedad, su regulación depende con frecuencia de normas aún pendientes de aprobación. Son situaciones que, en aras de garantizar la seguridad jurídica, reciben un específico tratamiento por el conocido como Derecho transitorio; y, muy en particular, por las *disposiciones transitorias*. Un ejemplo de la trascendencia que pueden llegar a alcanzar este tipo de preceptos normativos se encuentra en la disposición transitoria primera del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, que, bajo el título de “Régimen económico transitorio de aplicación al autoconsumo”, se encargó de regular la facturación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos asociados a los costes del sistema de los sujetos acogidos a cualquiera de las modalidades con autoconsumo mientras el citado real decreto guardó vigencia.

Con lo expuesto quiere decirse que el Derecho, aun careciendo de capacidad para determinar con exactitud el *qué*, el *cómo* y el *cuándo* por tratarse de decisiones políticas, resulta decisivo en la vertebración de las transiciones: las dota de consistencia, cohesión, organización y estructuras internas.

## 2. Origen y evolución de la regulación energética comunitaria

En Europa la energía ha sido cuestión esencial desde mitad del siglo XX, cuando, con ánimo marcadamente pacifista, se crearon la extinta Comunidad Europea del Carbón y del Acero (CECA, 1951) y la Comunidad Europea de la Energía Atómica (EURATOM, 1957); germen de la actual Unión Europea<sup>7</sup>.

Sin embargo, tanto los tratados constitutivos de las Comunidades Europeas como sus sucesivas reformas<sup>8</sup> han guardado silencio sobre la cuestión energética, hasta que el Tratado de Lisboa (2007) incorporó, por vez primera, un título dedicado a la misma (Título XXI TFUE); lo cual resulta comprensible, puesto que, una vez celebrados los acuerdos señalados en materia energética con el fin de evitar nuevos episodios bélicos que fracturasen el continente, lo prioritario era establecer una política agraria común (la relevante PAC) para solucionar el problema de las hambrunas<sup>9</sup>.

---

<sup>7</sup> “La integración europea empezó su andadura en el remoto y postbélico 1951 poniendo precisamente el foco en temas energéticos (el carbón y el acero, con la cuenca del Rhur como —dicho no sólo en sentido metafórico— campo de la batalla), pero lo cierto es que se desentendió en seguida de estos asuntos. En los años cincuenta y sesenta el petróleo era abundante y barato, de manera que nadie cayó en la cuenta de las ostensibles carencias continentales en energías primarias, sobre todo hidrocarburos líquidos. Además, poco después comenzó el desarrollo de las centrales de producción de electricidad con origen nuclear, sobre la base del famoso uranio: unas centrales que, en muchos países, y sobre todo en Francia garantizaban el suministro continuado y a unos precios nada prohibitivos. De ahí que el Tratado de Roma, de creación de la Comunidad Económica Europea, pensara que si la población podía quedar un día desabastecida de algo lo sería sólo de alimentos (de ahí la PAC, consecuencia del temor a las hambrunas, y de la consiguiente necesidad de incentivar la producción agrícola: un estado de ánimo que, como es bien sabido, proviene de los augurios de MALTHUS y que se agudiza con el pesimismo de todas las épocas posteriores a una guerra), no de energía. Las cosas empezaron a cambiar en los inicios de los años setenta, con la primera crisis del petróleo. Desde entonces —y han pasado más de cuatro décadas— la situación no ha hecho sino irse complicando desde todas las perspectivas posibles, con las geopolíticas y las estrictamente económicas en lugar destacado”. JIMÉNEZ-BLANCO, A.: “Energías renovables y Tribunal Europeo: la sentencia de la Gran Sala de 1 de julio de 2014, *Ålands Vindkraft*”, *Revista Vasca de Administración Pública*, 99-100, 2014, pp. 1775-1794.

<sup>8</sup> A saber: el Tratado de Roma (1957); el Tratado de Bruselas (1965); el Acta Única Europea (1986); el Tratado de Maastricht (1992); el Tratado de Ámsterdam (1997); y el Tratado de Niza (2001).

<sup>9</sup> Resulta muy interesante el modo en que el historiador Tony JUDT describe y contextualiza aquella dramática situación:

“A principios de 1947, el principal impedimento para la recuperación de Alemania no lo constituían los daños causados por la guerra, sino la escasez de materias primas y otros productos. (...) Para empezar, el problema fundamental del suministro de comida todavía no estaba resuelto. La escasez de alimentos era

Ahora, en el contexto de la transición, la política energética vuelve a ser cuestión de primer orden; tratándose de una competencia compartida entre la Unión y los Estados miembros (art. 4.2 TFUE), ya que éstos mantienen la capacidad de determinar “*las condiciones de explotación de sus recursos energéticos, sus posibilidades de elegir entre distintas fuentes de energía y la estructura general de su abastecimiento energético*” (art. 194.2 TFUE).

A continuación, se hará una somera descripción del camino recorrido desde el año 2007 hasta llegar a la actual configuración de la política energética de la Unión Europea; apuntando, asimismo, los elementos que pueden resultar determinantes en el ámbito geopolítico, aspecto siempre relevante en materia energética. No debe olvidarse, pues, la eminente proyección exterior de la política energética; vertiente con implicaciones jurídicas, económicas y políticas que convierte a la geopolítica en un asunto de innegable trascendencia.

### **A) Antecedentes**

En lo que a la Unión Europea se refiere, debe recordarse que el paquete de medidas “*Energía limpia para todos los europeos*” constituye el Cuarto Paquete comunitario en materia de energía. Y, por obvio que parezca, el Cuarto sucede al Tercero<sup>10</sup>. En este orden de cosas, no resulta baladí que la Directiva 2009/72/CE, relativa al Tercer Paquete, hable únicamente de mercado interior. No hacía otra cosa sino seguir la senda marcada por las anteriores directivas<sup>11</sup>. En este sentido, la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento

---

*endémica en todas partes salvo en Suecia y en Suiza. Sólo los suministros de la Administración de las Naciones Unidas para el Socorro y la Reconstrucción (UNRRA), de los que se hizo acopio durante la primavera de 1946, impidieron que los austriacos murieran de hambre durante los doce meses siguientes. La provisión de calorías en la zona británica de Alemania descendió de 1.500 por adulto y día a mediados de 1946 a 1.050 a principios de 1947. En la primavera de 1947, los niveles más bajos de alimentación de todas las poblaciones de la Europa Occidental correspondían a los italianos. En las encuestas de opinión francesas realizadas a lo largo de 1946, ‘la comida’, ‘el pan’ y ‘la carne’ destacaban sobre todo lo demás como principal preocupación de la población.”* JUDT, T., *Postguerra. Una historia de Europa desde 1945*, Taurus, Madrid, 2012, p. 139.

<sup>10</sup> El conjunto de normas incluidas en el Tercer Paquete, recuérdese, aún guardan hoy vigencia; pues está previsto que las medidas contenidas en el nuevo paquete cubran el periodo comprendido entre 2021 y 2030.

<sup>11</sup> Nótese que fue hace dos décadas cuando se aprobó la primera disposición comunitaria en la materia: la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Sin embargo, puede observarse cómo el rubro de *normas comunes para el mercado interior de la electricidad* volvió a ver la luz, con idéntica modestia (intencionada), en los sucesivos Paquetes. El segundo paquete trajo consigo la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE. Y, finalmente, el tercero haría lo propio con



Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (en adelante, la Directiva 2019/944/UE) que incluye el Cuarto Paquete continúa haciendo referencia a *las normas comunes*. No obstante, la gran novedad radica en que, esta vez sí, la *política energética* también estará presente en el paquete legislativo, siendo el instrumento elegido por la Comisión, no una directiva, sino un reglamento<sup>12</sup>.

Esta referencia a la política energética, tantas veces olvidada, tiene como finalidad hacer de hilo conductor hasta el que sería, a nuestro juicio, el origen del Cuarto Paquete. Y es que fue en enero de 2007 cuando la Comisión se manifestó por vez primera en relación con la necesidad de establecer una política común en este ámbito<sup>13</sup>. Desde ese momento la Comisión deja claro que la Unión debe aspirar, con urgencia, a la obtención de una energía sostenible, segura y competitiva.

En efecto, no estábamos ante palabras vacías de contenido, dado que, una década más tarde, la Comisión ha presentado el Cuarto Paquete de medidas con distinto eslogan, pero idéntico trasfondo<sup>14</sup>.

En cifras, la Comisión propuso (en esa misma Comunicación) un objetivo que condicionaría la política energética de la Unión Europea hasta hoy. Éste consistía en el logro de una disminución en la emisión de gases de efecto invernadero de, al menos, el

---

la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.

<sup>12</sup> En concreto, la Comisión ha decidido que la política energética sea, por fin, una prioridad. El instrumento elegido ha sido el Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, 11 de diciembre, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima. Decisión que, teniendo en cuenta la naturaleza jurídica y efectos de los reglamentos comunitarios, guarda todo el sentido; pues no se pretende que los Estados miembros adapten a su ordenamiento interno, sino que cumplan con lo establecido en su literalidad.

<sup>13</sup> Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo titulada *Una política energética para Europa*, de 10 de enero de 2007, COM (2007) 1 final.

<sup>14</sup> En la Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones, titulada *“Energía limpia para todos los europeos”*, de 30 de noviembre de 2016, COM (2016) 860 final, se anuncia que los tres grandes objetivos que persigue el Cuarto Paquete, son los siguientes: anteponer la eficiencia energética; lograr el liderazgo mundial en materia de energías renovables; y ofrecer un trato justo a los consumidores. No obstante, siendo ello cierto, si se explora el contenido del mismo podrá comprobarse cómo el paquete sigue otorgando prioridad absoluta a lo que fueron las tres grandes aspiraciones de 2007: la sostenibilidad, siendo para ello fundamental que se trate de ocupar el liderazgo internacional en el ámbito de la energías renovables y la eficiencia energética; la seguridad del suministro, asunto directamente vinculado al actual debate sobre las interconexiones; y la competitividad, elemento siempre presente de cara a la elaboración de un nuevo diseño del mercado eléctrico.

20 % para 2020 en comparación con los niveles de 1990. Un compromiso que, unido a las medidas concretas necesarias para llevarlo a la práctica, la propia Comisión consideró que *“constituiría el núcleo de una nueva política energética europea”*.

Asimismo, resulta llamativo cómo, ya en 2007, la Comisión adelantó (con gran acierto) que *“para alcanzar este objetivo energético estratégico, Europa debería convertirse en una economía de alta eficiencia energética y baja emisión de CO2 en la que se engendraría una nueva revolución industrial”*. Y así sucedió, ya que en 2017 (una década después) puede afirmarse sin ningún género de duda que asistimos a un cambio de paradigma. El vertiginoso desarrollo tecnológico y el dinamismo cada vez mayor de la economía han traído un nuevo sistema de suministro eléctrico. En definitiva, se trata de un modelo basado en la generación descentralizada y en la digitalización, que bien puede entenderse, siguiendo a la Comisión Europea y a Klaus SCHWAB, como una nueva revolución industrial<sup>15</sup>.

Una vez se anunció en 2007 la intención (loable, pero insuficiente) de fraguar una nueva política energética europea, ya se sabe lo que vino después: el Tercer Paquete comunitario. Conjunto de normas que, con sus virtudes y defectos, ha servido para avanzar, aunque parte de la doctrina haya destacado algunas contradicciones internas<sup>16</sup>.

Encontrada la génesis de la política energética comunitaria<sup>17</sup> y ubicado el Tercer Paquete comunitario, ahora procede señalar cuáles fueron los hitos en el camino hacia el Cuarto.

---

<sup>15</sup> Puede encontrarse una brillante explicación acerca del actual cambio tecnológico en SCHWAB, K., *La Cuarta Revolución Industrial*, Debate, Madrid, 2016.

<sup>16</sup> Sirva de ejemplo la crítica expresada por JIMÉNEZ-BLANCO, A., “La normativa eléctrica, treinta años después”, *Revista de Administración Pública*, nº 200, 2016, pp. 277 a 293.:

*“Tenemos en Europa, por tanto, a un regulador eléctrico bipolar: mercado por una parte (con los matices que ya conocemos) y fomento por otra. Y ello dicho además con pocos meses de diferencia: julio de 2009 y abril (o sea, un poco antes) del mismo año. Algo quizá nada infrecuente (ya sabemos lo de las dos almas: la liberal y la socialdemócrata), pero que aquí se manifiesta de una manera especialmente aguda”*.

<sup>17</sup> La COM (2007) 1 final recoge una espléndida síntesis de lo que debe ser la política energética, estableciendo como elementos esenciales la coherencia, la integración y la transversalidad:

*“Las medidas existentes en campos tales como la electricidad renovable, los combustibles biológicos, la eficiencia energética y el mercado interior de la energía han logrado ya importantes resultados, pero no son lo suficientemente coherentes como para lograr la sostenibilidad, la seguridad de abastecimiento y la competitividad. Ningún elemento aislado de la política es capaz de responder por sí solo a todos los interrogantes; deben ser considerados todos conjuntamente. La política energética debe ser tomada en cuenta en muchas otras políticas”*.

En primer lugar, debemos retrotraernos a febrero del 2014, mes en el que la Comisión publicó el “Marco Estratégico en materia de Clima y Energía para el periodo 2020-2030”<sup>18</sup>. Reconoce que, siendo mucho lo conseguido desde 2008, resulta necesario un mayor esfuerzo a fin de alcanzar el objetivo 20/20/20<sup>19</sup>. Continúa manifestando la importancia que guarda la coherencia entre objetivos e instrumentos y el refuerzo de la cooperación regional entre Estados miembros, dando a su vez libertad para que sea cada Estado el que defina el *mix* energético que considere más oportuno. Finalmente, realiza una serie de consideraciones en relación con las principales cuestiones energéticas, destacando la atención prestada a la gobernanza energética europea<sup>20</sup> y a los sectores que guardan mayor vinculación con la energía y el clima<sup>21</sup>.

Aun así, el Parlamento Europeo no quedó del todo satisfecho, dado que aprobó una resolución no legislativa en la que criticaba las propuestas presentadas por la Comisión en relación con el Marco Estratégico en materia de Clima y Energía para 2030, pues entendía que la estrategia carecía tanto de amplitud de miras como de ambición. En consecuencia, solicitó la imposición de una cuota obligatoria del 30 % de energías renovables en el consumo de energía a escala de la Unión Europea, trasladando objetivos vinculantes individuales para cada Estado miembro.

---

<sup>18</sup> Comunicación de la Comisión sobre un Marco Estratégico en materia de Clima y Energía para el periodo 2020-2030, de 3 de febrero de 2014, COM (2014) 15 final.

<sup>19</sup> El triple objetivo 20/20/20 fue establecido en 2007 mediante la citada COM (2007) 1 final, afianzado en 2008 a través de la Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, de 23 de enero, titulada “*Dos veces 20 para el 2020: el cambio climático, una oportunidad para Europa*”, COM (2008) 30 final, e incorporado a la legislación comunitaria en 2009 a través del Tercer Paquete. Y, además, figura entre las prioridades de la estrategia *Europa 2020*, cuyo contenido puede consultarse en la Comunicación de la Comisión titulada *Europa 2020: “Una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador”*, COM (2010) 2020 final. En concreto, el objetivo 20/20/20 relativos consiste en lo siguiente:

“Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero al menos en un 20 % en comparación con los niveles de 1990, o en un 30 % si se dan las condiciones al efecto; incrementar el porcentaje de las fuentes de energía renovables en nuestro consumo final de energía hasta un 20 %; y en un 20 % la eficacia energética”.

<sup>20</sup> La Comisión, con buen criterio, anuncia por medio de la citada Comunicación que los Estados miembros necesitan flexibilidad de cara a definir su *mix* energético, pero recuerda que dicha flexibilidad tiene que ser compatible con: unos mercados más integrados, un crecimiento de la competitividad, y los objetivos que la Unión vaya estableciendo en materia de energía y clima. Asimismo, resulta relevante que, ya en la Estrategia Marco, se hable sobre la necesidad de que los Estados implementen Planes Nacionales para la competitividad, la seguridad, y la sostenibilidad en materia de energía.

<sup>21</sup> En concreto, con el titular “*Key complementary policies*” (lo que alegra bastante, pues demuestra que al fin los problemas energéticos y climáticos se tratan desde una visión de conjunto), se abordan los siguientes sectores: transporte, agricultura, captura y almacenamiento de carbono, e innovación.

En lo que al Consejo Europeo se refiere, debe partirse de sus Conclusiones de marzo de 2014, documento por el cual fijó los principios<sup>22</sup> que deberían guiar la acción encuadrada en el Marco Estratégico en materia de Clima y Energía publicado por la Comisión un mes antes. Más adelante, las Conclusiones de junio de 2014 sirvieron para hacer balance, reafirmando en la misma fecha la importancia que tendría la Cumbre de las Naciones Unidas sobre el Clima, celebrada en septiembre de 2014 en Nueva York, y confirmando que el objetivo de la UE para 2030 en materia de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero estaba plenamente en consonancia con el ambicioso objetivo de la Unión Europea acordado para 2050. Finalmente, en octubre de 2014, el Consejo Europeo acordó el Marco de Actuación de la Unión Europea en materia de Clima y Energía hasta 2030, constituyendo una prioridad en la actuación derivada del Acuerdo de París.

Una vez sentado lo anterior, debe concluirse con el antecedente programático más reciente: el conjunto de medidas sobre la Unión de la Energía<sup>23</sup>. Se trata, sin duda, de un estadio muy avanzado del proceso de integración europeo en materia energética. Con ello la Comisión pretende implementar, de manera gradual pero definitiva, tanto el mercado interior de la energía como la política energética común.

---

<sup>22</sup> Véanse las citadas Conclusiones en las que se estableció que el nuevo marco debería basarse, literalmente, en los siguientes principios:

*“1) aumentar la coherencia entre la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, la eficiencia energética y la utilización de energías renovables, cumpliendo a su vez los objetivos fijados para 2030 de una manera eficiente en términos de costes, con un régimen de comercio de derechos de emisión reformado que desempeñe un papel central a este respecto;*

*2) elaborar un marco de apoyo de la UE para hacer avanzar las energías renovables y garantizar la competitividad internacional;*

*3) garantizar la seguridad del abastecimiento energético para los hogares y las empresas a precios asequibles y competitivos; y*

*4) brindar flexibilidad a los Estados miembros en cuanto al modo de cumplir sus compromisos, para atender a las circunstancias nacionales y respetar la libertad de los Estados miembros para determinar sus respectivas combinaciones energéticas”.*

<sup>23</sup> La creación de una Unión Europea de la Energía fue impulsada por Donald TUSK (entonces primer ministro de Polonia y presidente del Consejo Europeo), para hacer frente a las presiones recibidas por varios países de la Unión Europea por parte de Rusia; principal proveedor de gas natural de la Unión. Con ello, por tanto, se pretendía promover la solidaridad entre los distintos Estados miembros en las negociaciones con los proveedores energéticos. Sin embargo, la citada Comunicación y el Cuarto Paquete tuvieron lugar durante el mandato del entonces comisario de Energía y Acción por el Clima, el español Miguel ARIAS CAÑETE, quien ha tenido el acierto de aprovechar ese escenario de preocupación por la dependencia energética europea en un contexto de conflicto (sirvan como ejemplo los casos de Georgia y Ucrania) para acometer una profunda transformación del sistema energético europeo.

A este respecto, la Comisión anunció en la Comunicación de la estrategia para la Unión de la Energía<sup>24</sup>, una de las diez prioridades de la Comisión JUNKER, que *“tiene cinco dimensiones estrechamente relacionadas entre sí y que se refuerzan mutuamente, cuyo objetivo es impulsar la seguridad energética, la sostenibilidad y la competitividad: 1) seguridad energética, solidaridad y confianza; 2) un mercado europeo de la energía plenamente integrado; 3) eficiencia energética como contribución a la moderación de la demanda; 4) descarbonación de la economía; y 5) investigación, innovación y competitividad”*.

Estos son, en suma, los hechos fundamentales que han servido de senda por la que avanzar hasta llegar a la aprobación del paquete “Energía limpia para todos los europeos”, conjunto de medidas que constituye, en palabras de Miguel ARIAS CAÑETE (el comisario de Acción por el Clima y Energía que ha impulsado y diseñado el citado paquete normativo), la *“mayor revolución legislativa energética hecha por la Unión Europea nunca”*<sup>25</sup>.

Una línea de actuación en la que la nueva Comisión Europea, presidida por Ursula VON DER LEYEN, ha decidido profundizar. En este sentido, merece ser destacada la Comunicación, de 11 de diciembre de 2019, con el título *“The European Green Deal”*. Se trata de una ambiciosa hoja de ruta en la que se apuntan las políticas y medidas clave para transformar a la Unión Europea en una sociedad justa y próspera, con una economía moderna, eficiente y competitiva donde no haya emisiones netas de gases de efecto invernadero en 2050 y el crecimiento económico sea sostenible.

El *European Green Deal* es una estrategia transversal que afecta, no sólo al sector energético, también a los que pueden contribuir de manera importante en la reducción de las emisiones, como son: el industrial, el agrícola y el del transporte. Además, la estrategia

---

<sup>24</sup> Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones, de 25 de febrero de 2015, titulada *“Paquete sobre la Unión de la Energía: Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva”*, COM (2015) 80 final.

<sup>25</sup> “Arias Cañete estima que las medidas del paquete de invierno de la UE crearán 100.000 empleos en España”, 17 de febrero de 2017, *Europa Press*. Disponible en:

<http://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-arias-canete-estima-medidas-paquete-invierno-ue-crearan-100000-empleos-espana-20170217124907.html>

pretende reducir los costes de la transición incrementando el nivel de inteligencia artificial en los sectores citados en un proceso denominado *smart sector integration*.

## **B) La geopolítica energética de la Unión Europea**

Sin ánimo de realizar aquí y ahora un análisis exhaustivo sobre la materia, sí resulta oportuno señalar algunas cuestiones sobre geopolítica energética que, sin duda, han condicionado el contexto en el que se ha confeccionado el paquete “*Energía limpia para todos los europeos*”.

En torno al particular español se plantea fundamental el fomento de las interconexiones entre el sistema eléctrico español y el resto de la Unión Europea<sup>26</sup> que, frenadas a causa de la reticencia francesa<sup>27</sup>, dificultan el proceso de integración en el deseado mercado único de la energía<sup>28</sup>. Situación compleja que no agota la acción exterior española en materia energética.

---

<sup>26</sup> Informe elaborado por Mario Monti, siendo coordinador europeo del proyecto de interés europeo titulado “Interconexión eléctrica Francia – España”, de 18 de junio de 2008, a petición del presidente de la República francesa y del presidente del Gobierno español. Disponible en:

[http://ec.europa.eu/ten/energy/coordinators/doc/2008\\_06\\_18\\_rapport\\_final\\_es.pdf](http://ec.europa.eu/ten/energy/coordinators/doc/2008_06_18_rapport_final_es.pdf).

En el informe, se hace referencia a un exhaustivo estudio realizado por la consultora CESI (*Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano*) en el que se expone lo siguiente:

“Este análisis pone de manifiesto en primer lugar un nivel muy bajo de capacidad de intercambio entre España y Francia y la necesidad de salir del aislamiento de España (y, en general, de la Península Ibérica), situada al extremo de la red eléctrica europea. La capacidad de intercambio entre Francia y España es la más débil de todo el conjunto de los países europeos”.

<sup>27</sup> “El Gobierno amenaza a la UE con frenar las renovables si no pone fin al aislamiento eléctrico de España”, 13 de junio de 2017, *El Independiente*. Disponible en:

<https://www.elindependiente.com/economia/2017/06/13/nadal-amenaza-a-la-ue-con-frenar-las-renovables-si-no-pone-fin-al-aislamiento-electrico-de-espana/>

Según se recoge en el artículo referenciado, Álvaro Nadal Belda, ministro del ramo, hizo recientemente las siguientes declaraciones en relación con las interconexiones eléctricas entre España y Francia:

“Nuestro nivel de interconexión con Europa es irrisorio, de menos del 3 %”, mientras que el nivel de interconexiones entre los Estados centroeuropeos alcanza el 60 %. “Cumplir con los objetivos medioambientales en situaciones de aislamiento es mucho más costoso. Nos cuestan más las redes y nos cuesta más tener energía de respaldo. Estoy dispuesto a contribuir al objetivo europeo del 27 % de generación eléctrica con renovables, pero si es al mismo coste que los demás países. Queremos que se establezca una vinculación directa entre cuántas renovables hay un país y cuánta interconexión tiene. Es una cuestión de justicia”.

<sup>28</sup> Comparecencia del -entonces- presidente del Consejo de Administración de Red Eléctrica de España, José Folgado Blanco, ante la Comisión de Energía, Turismo y Agenda Digital (Congreso de los Diputados), el 21 de junio de 2017, para informar sobre el funcionamiento y los proyectos que la Compañía va a desarrollar (N.º de expediente: 713/000431), en la que manifestó la necesidad de alcanzar un 10 % de capacidad de interconexión entre España y Francia (frente al 2,8 % actual, pese a que la entrada en funcionamiento en 2015 de la red entre Santa Llogaia, cerca de Figueres (España), y Baixas, próxima a Perpignan (Francia), duplicara la capacidad existente) si de verdad quiere hacerse realidad una Unión de la Energía que comprenda a todos los Estados miembros.

Es cierto que, durante el último lustro, España ha prescindido de nuevas aventuras en el ámbito de las energías renovables, incluso existiendo oportunidades para ello en el norte de África, debido a la dolorosa reordenación de los sistemas de apoyo y la elevada actividad litigiosa que de ella deriva<sup>29</sup>.

El problema de fondo, no obstante, continúa siendo el aislamiento energético de España; razón por la cual no puede exportar su excedente de producción renovable. En consecuencia, si en el norte (de momento) no le abren la puerta, puede ser buena solución mirar hacia el sur.

En este sentido, Marruecos viene demandando tiempo atrás el establecimiento de la tercera interconexión eléctrica con España<sup>30</sup>, propuesta que se encuentra en fase de estudio. Se trata de un momento oportuno para que España, sin olvidar su pertenencia a la Unión Europea, se posicione como un compañero de capacidad imprescindible para los países al sur del Mediterráneo. Debe pretenderse, en esencia, que la comunidad de red europea no encuentre en Italia su único enlace con el norte de África; y, para ello, sería conveniente que España lograra una mayor influencia en las distintas asociaciones de reguladores energéticos mediterráneos, como son: la *Mediterranean Energy Regulators* (MEDREG), con sede en Milán; o la *Mediterranean Transmission System Operators* (Med-TSO), con sede en Roma.

Sin perjuicio de la reflexión anterior, existe una dificultad añadida a la relación energética euro-mediterránea: la heterogeneidad de las regiones que forman parte de la ribera sur del Mediterráneo. Por ello, hay voces que apuntan la conveniencia de salvar dicha dificultad apostando por la vía bilateral<sup>31</sup>. Así, debe notarse que, siendo Marruecos

---

<sup>29</sup> “España tendrá que pagar 128 millones tras perder el primer arbitraje en el Ciadi por el recorte a las renovables”, 5 de mayo de 2017, *El Mundo*. Disponible en:

<http://www.elmundo.es/economia/macroeconomia/2017/05/05/590c4b13468aeb2b078b45c1.html>.

En el citado artículo se anuncia que “España tendrá que pagar 128 millones de euros a la firma británica Eiser Infrastructure Limited y su filial luxemburguesa Energía Solar Luxembourg por los recortes a la retribución de las energías renovables incluidos en la reforma eléctrica. Así lo ha dictaminado la Corte de Arbitraje del Banco Mundial -el conocido como Ciadi- en el primer laudo que hace público este organismo de los 30 que tiene pendientes de resolver”.

<sup>30</sup> Actualmente existen dos conexiones eléctricas entre España y Marruecos, una de 600 MW y otra de 900 MW, siendo la intención que se construya una tercera de otros 900 MW. Por cierto, resulta llamativo que, pese a ello, Marruecos hubiera visto satisfecha el 14 % de su demanda eléctrica en 2015 por España.

<sup>31</sup> TAGLIAPIETRA, S. y ZACHMANN G. “Energy across the Mediterranean: a call for realism”, *Bruegel Policy Brief*, abril de 2016.

el socio preferente, también habrían de preocupar a la Unión Europea el estado de las relaciones con Argelia y Túnez.

Cabe decir al respecto que existe cierta confusión sobre la fórmula jurídica más adecuada para establecer este tipo de relaciones<sup>32</sup>, habida cuenta de la *vis expansiva* comunitaria en el ámbito competencial (art. 216 TFUE); una problemática que afecta directamente a la celebración de acuerdos internacionales bilaterales.

El planteamiento inicial resulta, a nuestro juicio, más sencillo de lo que *prima facie* aparenta; si bien es cierto que la complejidad aumentará según se descienda al caso concreto.

La Unión Europea dispone de competencias exclusivas para celebrar acuerdos internacionales en determinados ámbitos (art. 3 TFUE), cuestiones sobre las cuales los Estados miembros no podrán suscribir convenios con terceros países. Sin embargo, el sistema de distribución comunitario de competencias también contempla, entre otras, las denominadas *compartidas* (art. 4 TFUE)<sup>33</sup>. Cuando se esté en el ámbito de éstas, cabrán dos alternativas: que el acuerdo sea suscrito por los Estados miembros y por la Unión Europea al mismo tiempo, tratándose de un *acuerdo mixto* en el que, naturalmente, los Estados miembros que formen parte deberán prestar su consentimiento; o bien, que los Estados miembros celebren acuerdos bilaterales con terceros Estados, siempre que el ámbito objetivo del acuerdo no coincida con el de una norma comunitaria<sup>34</sup>.

---

<sup>32</sup> ESCRIBANO FRANCÉS, G.: “Energías renovables y renovación geopolítica.”, en Instituto Español de Estudios Estratégicos, Comité Español del Consejo Mundial de la Energía, y Club Español de la Energía “Energía y Geoestrategia 2017.”, Ed. Ministerio de Defensa, Madrid, 2017, plantea que “*las nuevas provisiones de la Unión de la Energía implican una cierta comunitarización de los acuerdos energéticos bilaterales, aunque no está claro cómo se aplicaría a la electricidad ni mucho menos a los flujos de renovables con terceros países*”.

<sup>33</sup> Sobre el principio de atribución de competencias y su tipología, puede consultarse ALONSO GARCÍA, R., *Sistema jurídico de la Unión Europea*, Civitas, Madrid, 2010, págs. 92 a 98.

<sup>34</sup> Véase la STJCE, de 14 de julio de 2005, Comisión contra Alemania, C-433/03, cuyo apartado 42 establece que “*la competencia de la Comunidad para celebrar acuerdos internacionales no sólo es atribuida explícitamente por el Tratado, sino que también puede derivarse de otras disposiciones del Tratado y de actos adoptados, en el marco de estas disposiciones, por las instituciones de la Comunidad. En particular, cada vez que la Comunidad, con el fin de aplicar una política común prevista por el Tratado, adopta disposiciones que establecen normas comunes, en la forma que fuere, los Estados miembros ya no tienen la facultad, bien actúen individual o incluso colectivamente, de contraer con Estados terceros obligaciones que afecten a dichas normas. En efecto, a medida que se establecen estas normas comunes, sólo la Comunidad puede asumir y ejecutar, con efecto para todo el ámbito de aplicación del ordenamiento jurídico comunitario, los compromisos contraídos frente a Estados terceros. En la medida en que se adoptan normas comunitarias para realizar los fines del Tratado, los Estados miembros no pueden, fuera del marco de las instituciones comunes, contraer compromisos que puedan afectar a dichas normas o*



En materia de electricidad la Unión Europea no ha celebrado hasta la fecha acuerdo internacional alguno, circunstancia que puede sembrar cierta duda sobre la influencia que llegará a alcanzar la Unión de la Energía en este ámbito. No obstante, debe saberse que los Estados miembros pueden celebrar acuerdos bilaterales cuando la Unión no haya ejercido su competencia en relación con el mismo tercer Estado. Ahora bien, en caso de que la Unión pretendiera entablar un acuerdo internacional con dicho socio, el Estado miembro deberá cooperar de conformidad con el deber de lealtad (art. 4.3 TUE). Quiere decirse, pues, que el Estado miembro no resultaría desposeído de su competencia, pero sí quedaría vinculado por el acuerdo celebrado entre la Unión y el tercer país; subrogando, en consecuencia, los acuerdos bilaterales anteriores.

En suma, siendo la Unión de la Energía un proyecto tan deseable como necesario, la realidad es que aún impera la dicotomía norte-sur. Mientras que los países nórdicos han logrado un nivel de interconexión bastante satisfactorio, España debe ocupar un papel protagonista en el sur; siendo además que, en este caso, sus intereses coinciden con los de Europa. El aumento de las interconexiones eléctricas españolas tanto con Francia como con Marruecos se presenta imprescindible para que España salga del actual aislamiento energético y, a su vez, para que el excedente de energía renovable generado en el mercado interior de la Unión pueda ser exportado al norte de África.

La expansión de las energías renovables implica un aumento en la complejidad de la geopolítica energética a nivel global, situación que la Unión Europea debe tener presente evitando inercias cortoplacistas y construyendo un relato que, conservando como argumento principal el objetivo de independencia energética, no olvide otros elementos de peso como pueden ser: la dependencia tecnológica que el fomento de las energías renovables implicaría en países terceros que carecen de recursos e infraestructuras; el impacto de la independencia energética europea en dichos países, cuyas economías se sostienen en muchos casos gracias a la producción y exportación de hidrocarburos; o la necesidad de implantar nuevos modelos institucionales que asegurasen la estabilidad política, con los largos (e inciertos) periodos de transición que ello conllevaría.

---

*alterar su alcance. (...) En efecto, si los Estados miembros fueran libres de contraer compromisos internacionales que afectasen a normas comunes, se pondrían en peligro la consecución del objetivo perseguido por dichas normas, así como la de la misión de la Comunidad y de los objetivos del Tratado”.*

### **3. La Unión Europea ante la transición: el paquete “Energía limpia para todos los europeos” como elemento central de la nueva regulación energética**

La COP21 de París ha marcado un antes y un después en la lucha frente al cambio climático, estableciendo metas más ambiciosas que las planteadas en Kioto<sup>35</sup>. Además, es motivo para el optimismo que la mayoría de los países parte de la Convención Marco de la Naciones Unidas se hayan comprometido a cumplir el Acuerdo para limitar el aumento de la temperatura a nivel global; siendo la salida de Estados Unidos el hecho más preocupante.

La Comisión Europea (en adelante, la Comisión) anunció, el 30 de noviembre de 2016, la tramitación del Cuarto Paquete legislativo en materia de energía<sup>36</sup>. A este conjunto normativo se le ha denominado oficialmente “*Energía limpia para todos los europeos*”<sup>37</sup>; una nueva regulación cuya pretensión esencial es la de ordenar a nivel europeo la transición hacia una economía descarbonizada donde el protagonismo de las fuentes de energía renovables será indudable.

El conjunto de propuestas normativas que aportó la Comisión es manifestación notable de que la Unión Europea, obligada por la circunstancia y motivada por el reto que ello supone, se ha comprometido a liderar la transición hacia un modelo energético más sostenible. Modelo que puede generar crecimiento económico y empleo estable; aunque, como es bien sabido, lograrlo no va a resultar sencillo ni barato.

En cuanto a su contenido fundamental, puede establecerse una división entre: pretensiones, objetivos y ámbitos de actuación. Es decir, el Cuarto Paquete pretende, en esencia, acelerar la transición hacia un modelo energético sostenible. A tal fin, establece tres objetivos como prioritarios: anteponer la eficiencia energética; lograr el liderazgo

---

<sup>35</sup> Entre los días 30 de noviembre y 12 de diciembre del año 2015, tuvo lugar en París la vigésimo primera sesión de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP21), así como la undécima sesión de la Conferencia de las Partes en calidad de reunión de las Partes del Protocolo de Kioto (COP-MOP11).

<sup>36</sup> Por *paquete* hemos de entender “un fenómeno normativo consistente en una regulación simultánea de diversos ramos de un sector económico y técnico mediante el abordaje conjunto de múltiples normas comunitarias, inclusive de diferentes fuentes, que tienen recíprocos reflejos entre sí, de manera que logren ser objeto de una interpretación jurídica homogénea”. SORIANO GARCÍA, José Eugenio. “El mercado interior del gas a tenor del Derecho comunitario. Las previsiones del Tercer Paquete comunitario” en “*Derecho de la Regulación Económica*”, volumen III (Sectores energético), tomo II, Iustel, Madrid, 2009, pág. 1.220.

<sup>37</sup> También llamado informalmente el *Paquete de Energía Limpia* (en inglés, *Clean energy package*).

mundial en materia de energías renovables; y ofrecer un trato justo a los consumidores. Objetivos que, para ser alcanzados, deben abordarse a través de instrumentos legislativos sectoriales que sean informados por una política energética común.

A continuación, serán expuestas las novedades del anunciado paquete comunitario en cada una de las áreas en que centra su actuación, a saber: fomento de las energías renovables; diseño del mercado eléctrico; eficiencia energética; y gobernanza. Con ello se pretende evitar la reproducción inconexa de las medidas más relevantes, pues se entiende que el rigor académico exige que la exposición resulte lo más sistemática posible.

Estamos, en definitiva, ante un paquete energético que presenta una relevante oportunidad industrial para generar empleo duradero. La clave de su éxito vendrá dada por la convivencia del crecimiento económico y el desarrollo sostenible; pretensión que, hasta alcanzarse, traerá consigo importantes dificultades jurídicas, financieras y políticas.

#### **A) Uso y fomento de las energías renovables: el fundamento del nuevo modelo energético**

##### **a) Principales previsiones en materia de energías renovables**

El presente apartado gira en torno a la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (en lo sucesivo, Directiva 2018/2001/UE), norma cuyo contenido recoge mandatos relativos al período posterior a 2020, tales como el objetivo global y vinculante de la Unión Europea en materia de generación renovable o los requisitos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

El marco actual para 2020 fija una cuota de energía procedente de fuentes renovables del 20 % sobre el consumo final bruto de energía para toda la Unión Europea, basado en objetivos nacionales legalmente vinculantes. A la vista de los resultados, los planes de acción nacionales en materia de energía renovable y el seguimiento bienal, establecidos por la Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, han resultado efectivos; pues han contribuido a que la cuota de energía renovable se incrementara del 10,4 % en 2007 al 17 % en 2015.

Sin embargo, el nuevo marco normativo establece que los Estados miembros velarán conjuntamente por que la cuota de energía procedente de fuentes renovables sea de, al menos, el 32 % del consumo final bruto de energía de la Unión Europea en 2030 (art. 3.1 de la Directiva 2018/2001/UE). En este sentido, el Parlamento Europeo instó a la Comisión -con notable éxito- a que aumentara el objetivo fijado de generación renovable para 2030; siendo un 27 % el objetivo recogido originalmente en la propuesta de Directiva<sup>38</sup>.

En consecuencia, para alcanzar el objetivo vinculante de energía consumida procedente de fuentes renovables acordado y cumplir, a su vez, con los compromisos contraídos en el Acuerdo de París de 2015, resulta esencial que la Unión Europea emita señales políticas tempranas, claras y estables.

Señales que, en el ámbito financiero, son fundamentales para la creación de un marco institucional que le resulte atractivo al potencial inversor. Cuestión hábilmente advertida por la Unión Europea, dada la creación de dos instrumentos que han resultado de gran utilidad en el sector de las energías renovables<sup>39</sup>: a) el Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas (en adelante, el FEIE)<sup>40</sup>; y b) los Fondos Estructurales y de Inversión Europeos (en lo sucesivo, los Fondos EIE).

Debe destacarse que los sistemas de apoyo, desde el respeto a la normativa comunitaria sobre ayudas de Estado, deberán *“incentivar la integración de la electricidad procedente de fuentes renovables en el mercado de la electricidad en una forma adaptada al mercado y basada en el mercado, que evite distorsiones innecesarias”* (art. 4 de la Directiva 2018/2001/UE).

---

<sup>38</sup> La resolución sobre el progreso en materia de energías renovables adoptada por el Parlamento Europeo el 23 de junio de 2016, P8\_TA (2016) 0292, recoge lo siguiente en relación con el objetivo de, al menos, un 27 % fijado por la Comisión y el Consejo Europeo:

*“Stresses that the RES targets must be set in line with the climate targets agreed by 195 countries in Paris in December 2015; notes the proposal from the European Council for an at least 27 % renewable energy target for 2030; recalls Parliament’s call for binding targets of at least a 30 % share of renewable energy consumption to be implemented by means of national targets in order to ensure the necessary investor and legal certainty”.*

<sup>39</sup> El 23 % de las operaciones efectuados a cargo del FEIE (y aprobadas por el Banco Europeo de Inversiones) van destinadas a financiar proyectos vinculados al sector energético; de los cuales, aproximadamente la mitad, responden a inversiones generadas en el ámbito de las energías renovables.

<sup>40</sup> El FEIE forma parte del Plan de Inversiones para Europa, iniciativa que tiene por objeto movilizar al menos 315 000 millones de euros en inversiones privadas y públicas hasta 2018:

<http://www.consilium.europa.eu/es/policies/investment-plan/>

Aunque la principal novedad reside en que los sistemas de apoyo podrán guardar un enfoque transfronterizo y europeo. Esta previsión, sin embargo, ha reducido sus pretensiones en la redacción final de la Directiva; pues, mientras que el artículo 5 de la propuesta publicada el 23 de febrero de 2017 (COM 2016 767 final) establecía que *“los Estados miembros abrirán las ayudas a la electricidad obtenida de fuentes renovables a los generadores ubicados en otros Estados miembros (...) como mínimo, el 10 % de las ayudas a capacidades subvencionadas por primera vez cada año entre 2021 y 2025 y, como mínimo un 15 % de las ayudas a capacidades subvencionadas por primera vez cada año entre 2026 y 2030 se abran a instalaciones ubicadas en otros Estados miembros”*, el artículo 5 de la Directiva 2018/2001/UE dispone que *“los Estados miembros tendrán derecho a decidir la medida en que apoyarán la electricidad procedente de fuentes renovables que se produzca en otro Estado miembro (...) dichos porcentajes indicativos podrán ser, cada año, de al menos el 5 % desde 2023 hasta 2026 y de al menos el 10 % desde 2027 hasta 2030”*. Se observa, pues, que finalmente será dispositivo lo que en un principio se pretendía que fuera imperativo; un buen reflejo de la dificultad que implica el acuerdo entre 28 Estados miembros (dado que Reino Unido participó en la elaboración de la Directiva).

En cuanto a la eliminación de las barreras administrativas como fórmula eficaz para el fomento de las energías renovables, las medidas incorporadas en la Directiva 2018/2001/UE consisten:

- a) En el establecimiento por parte de los Estados miembros de un punto de contacto administrativo único (sistema de ventanilla única), que coordinará el conjunto del procedimiento de concesión de permisos que afecten a los proyectos sobre energías renovables, siendo dos años el plazo máximo legal para resolver el procedimiento (art. 16 de la Directiva 2018/2001/UE).
- b) En la aceleración de la tramitación administrativa relativa a la repotenciación de las centrales de energías renovables existentes, garantizando un procedimiento de concesión de permisos, simplificado y rápido, cuya duración no superará un año (art. 16.6 de la Directiva 2018/2001/UE).

c) En la simple notificación a los gestores de la red de distribución cuando se trate de proyectos a pequeña escala. En concreto, los Estados miembros podrán permitir un procedimiento de notificación simple para las instalaciones o unidades de producción agregadas con una capacidad eléctrica superior a 10,8 kW y hasta 50 kW, en la medida en que se mantengan la estabilidad, fiabilidad y seguridad de la red (art. 17 de la Directiva 2018/2001/UE).

El autoconsumo de energía eléctrica con fuentes renovables, contemplado en el artículo 21 de la Directiva 2018/2001/UE bajo el título “*autoconsumidores de energías renovables*”, es una de las cuestiones recogidas en la Directiva que guarda mayor interés (actividad cuya regulación interna -en España- será ampliamente analizada a lo largo de los Capítulos V, VI, VII y VIII de la presente tesis doctoral).

La tantas veces evocada transición energética implica, fundamentalmente, un cambio de modelo. Tradicionalmente se ha operado mediante sistemas eléctricos centralizados, donde las centrales producen a gran escala y se sitúan alejadas del cliente final. Además, la transmisión de la electricidad se realiza a través de redes unidireccionales, siendo la gestión de la oferta la mayor preocupación para el operador del sistema (dado que, en tiempos de abundancia energética, la oferta es flexible y capaz de adaptarse a cualquier nivel de demanda). Ahora, sin embargo, la implantación de la generación distribuida implica, en mayor o menor medida: la descentralización territorial y empresarial, la utilización de redes bidireccionales y un mayor protagonismo de la participación de la demanda en detrimento de la gestión de la oferta. Todo ello sin perder de vista que, mientras el almacenamiento con baterías continúe en fase de innovación y desarrollo, la volatilidad de las energías renovables obliga a mantener un respaldo por parte de las centrales térmicas -especialmente de los ciclos combinados- y de las centrales nucleares<sup>41</sup>.

En este escenario, el autoconsumo de energía eléctrica se erige en instrumento indispensable para alcanzar los compromisos adquiridos en materia de energías renovables y de eficiencia energética. Por este motivo, la Directiva 2018/2001/UE trata

---

<sup>41</sup> Siendo la nuclear una tecnología muy discutida por los riesgos que presenta, consideramos que en un contexto de profunda descarbonización -como el pretendido- resulta difícilmente prescindible a corto plazo.

de reforzar la posición del autoconsumidor permitiéndole la venta de su excedente de producción; sin que pueda ello ser objeto de cargas desproporcionadas y recibiendo una remuneración que refleje el valor de mercado de la electricidad aportada a la red.

Sin intención de empañar lo que supone un avance importante, algunos aspectos trascendentales del autoconsumo no se regulan con precisión. Por ejemplo, se reconoce el derecho del autoconsumidor a verter y vender la energía excedentaria, pero la Directiva 2018/2001/UE no precisa a qué precio ni si tendrá que hacerse en mercado organizado; porque, si bien es cierto que su artículo 21.2.d) dispone que la remuneración refleje el valor de mercado (¿el valor fijado en el mercado diario o el valor real de la energía en el preciso momento en que es vertida a la red?), el mismo precepto en su apartado a) señala que se venderá “*en particular mediante acuerdos de compra de electricidad*”, por lo que la Comisión pareciera estar pensando en acuerdos bilaterales (los denominados en jerga anglosajona como *power purchase agreements -PPAs-*). Posibilidades que deberían ser definidas con mayor detalle.

Igualmente, en su artículo 21.2.a) se establece un principio genérico de contribución de los autoconsumidores a los costes del sistema, sin precisar si se hace referencia únicamente a los costes de gestión y mantenimiento de las redes o también a otro tipo de costes regulados (como pudiera ser la operación del mercado y del sistema). Destaca, en este sentido, que los Estados miembros podrán aplicar cargos y tasas no discriminatorios y proporcionados a los autoconsumidores de energías renovables, en relación con su electricidad renovable autogenerada, cuando se dé una o más de las condiciones recogidas en el artículo 21.3; llamativa novedad que no se contemplaba en la propuesta de Directiva.

Especial relevancia cobra el artículo 21.4 para países como España por permitir el autoconsumo colectivo, donde el porcentaje de ciudadanos que habitan en bloques de apartamentos es muy elevado. En concreto, mientras que en el año 2014 un 40 % de ciudadanos europeos vivía en pisos, esa proporción se elevaba hasta el 66,5 % en España, el 65,1 % en Letonia y el 63,8 % en Estonia<sup>42</sup>.

---

<sup>42</sup> Datos publicados por Eurostat en el siguiente enlace:  
[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Housing\\_statistics/es#Tipo\\_de\\_vivienda](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Housing_statistics/es#Tipo_de_vivienda)

Un profundo análisis sobre las implicaciones de las *micro redes* en el modelo de *generación descentralizada* excedería la pretensión del presente apartado. No obstante, sí se puede garantizar que, en determinados países, el éxito de la generación distribuida de electricidad con autoconsumo dependerá en buena medida de las *comunidades de energías renovables*: una novedosa forma, no sólo de consumo y producción de energía eléctrica, sino de organización social. Los aspectos básicos de las comunidades se regulan en el artículo 22 de la Directiva 2018/2001/UE y con esta figura, en síntesis, se ofrece la posibilidad de producir, consumir, almacenar y vender la electricidad generada con fuentes renovables en el seno de una comunidad (barrio, polígono industrial, centro comercial, etc.) sin que sus miembros pierdan la condición de consumidores finales. Se trata, pues, de una figura que, además de contribuir a la eficiencia energética y a la descarbonización de la actividad económica, facilita la participación agregada en los mercados organizados de electricidad.

Por último, resulta destacable la pretendida integración de las energías renovables en el sector del transporte (art. 25 de la Directiva 2018/2001/UE); cuestión que, debido al extenso debate político generado, supuso un obstáculo difícil de salvar en el proceso negociador del Cuarto Paquete. La demostración más ilustrativa de la dificultad señalada -por razón, naturalmente, de los intereses que hay en juego en el sector de los hidrocarburos- se observa en el siguiente cambio de criterio: mientras que la propuesta establecía que, a partir del 1 de enero de 2021, los Estados miembros exigirían a los proveedores de combustible que incluyeran una cuota de combustibles de bajas emisiones<sup>43</sup> sobre la cantidad total de combustibles suministrados de, al menos, el 1,5 % en 2021, debiendo aumentar, como mínimo, hasta el 6,8 % en 2030; la redacción final de la Directiva 2018/2001/UE dispone que cada Estado miembro impondrá una obligación a los proveedores de combustible consistente en que la contribución de los biocarburantes avanzados y del biogás como cuota del consumo final de energía en el sector del transporte será, al menos: del 0,2 % en 2022; del 1 % en 2025; y del 3,5 % en 2030.

---

<sup>43</sup> En concreto, se hace referencia a: biocarburantes avanzados, biogases, carburantes renovables líquidos y gaseosos de origen no biológico, combustibles fósiles derivados de residuos, y electricidad procedente de fuentes renovables.



Asimismo, en lo que al sector del transporte se refiere, la Directiva 2018/2001/UE establece por medio de su artículo 26 la obligación de reducir gradualmente el uso de biocombustibles tradicionales basados en cultivos -fijando un límite del 7 % en del consumo final de energía en los sectores del transporte por ferrocarril y por carretera-.

En suma, para los biocombustibles basados en cultivos alimentarios o forrajeros se proyecta una senda decreciente mientras que, para los biocombustibles avanzados, una creciente.

**b) El artículo 6 de la Directiva 2018/2001/UE como consecuencia de la inseguridad jurídica que en España generó el riesgo regulatorio**

Asimismo, guarda interés mencionar que las partes interesadas destacaron como elemento más importante para mejorar la estabilidad de las inversiones en el ámbito de la generación renovable el siguiente: la necesidad de impedir las modificaciones retroactivas de los sistemas de apoyo.

Ante eso, debemos comenzar señalando que la (mal)llamada “cláusula anti-retroactividad”, ubicada en el artículo 6.1 de la Directiva 2018/2001/UE bajo la rúbrica “*estabilidad del apoyo financiero*”, establece que<sup>44</sup>:

*“Sin perjuicio de las modificaciones necesarias para el cumplimiento de los artículos 107 y 108 del TFUE, los Estados miembros garantizarán que el nivel de apoyo prestado a los proyectos de energías renovables, así como las condiciones a las que esté sujeto, no se*

---

<sup>44</sup> Este artículo recoge, además, los siguientes tres apartados que no se incluían en la propuesta de Directiva: “2. Los Estados miembros podrán ajustar el nivel de apoyo de acuerdo con criterios objetivos, siempre que tales criterios estén establecidos en el diseño original del sistema de apoyo.

3. Los Estados miembros publicarán un calendario a largo plazo donde se anticipe la asignación de apoyo prevista, que abarque, como referencia, al menos los cinco años siguientes, o, en caso de limitaciones de planificación presupuestaria, tres años, e incluya plazos indicativos, la frecuencia de las licitaciones cuando corresponda, la capacidad esperada y el presupuesto o el apoyo unitario máximo que se prevé que se asignará y las tecnologías subvencionables previstas, en su caso. Dicho calendario se actualizará anualmente o cuando sea necesario reflejar evoluciones recientes del mercado o la asignación de ayuda prevista.

4. Como mínimo cada cinco años, los Estados miembros evaluarán la eficacia de sus sistemas de apoyo a la electricidad procedente de fuentes renovables y sus principales efectos distributivos sobre los distintos grupos de consumidores y sobre las inversiones. Dicha evaluación también tendrá en cuenta las repercusiones que podrían tener los posibles cambios en los sistemas de apoyo. La planificación indicativa a largo plazo que rija las decisiones sobre la ayuda y el diseño de nuevas ayudas tendrá en cuenta los resultados de esa evaluación. Los Estados miembros incluirán esa evaluación en las correspondientes actualizaciones de sus planes nacionales integrados de energía y clima y en los informes de situación pertinentes de conformidad con el Reglamento (UE) 2018/1999.”

*revisen de tal forma que tengan un efecto negativo en los derechos conferidos en este contexto, ni se perjudique la viabilidad económica de los proyectos que ya se benefician de apoyo”*

El concepto de retroactividad, lejos de ofrecer claridad, ha llegado a generar en este concreto asunto cierta confusión.

Si por retroactividad<sup>45</sup> se entiende la modificación de las situaciones de hecho ya consolidadas con anterioridad, muy pocas leyes serían merecedoras de tal calificativo; pues son mayoría las que se ocupan de regular los efectos futuros de relaciones jurídicas nacidas en el pasado. De tal modo que, si una nueva norma tiene alcance sobre los efectos venideros de una circunstancia generada al amparo de una regulación anterior, no debería hablarse *stricto sensu* de retroactividad<sup>46</sup>.

En atención a lo expuesto, las drásticas modificaciones sufridas a partir del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el régimen retributivo especial para la generación (indiscriminada) de electricidad con fuentes de energía renovables que diseñó el Gobierno español mediante los Reales Decretos 661/2007, de 25 de mayo, y 1578/2008, de 26 de septiembre, causaron una problemática que la más autorizada doctrina ha tratado de resolver desde diversas perspectivas: de un lado, José María BAÑO LEÓN considera que no debe abordarse desde el cuestionamiento del carácter retroactivo o no de tales modificaciones, sino desde el debate sobre si verdaderamente la potestad de realizar

---

<sup>45</sup> SALVADOR CODERCH, P.: “Artículo 2: III. Retroactividad de las leyes.”, en DIEZ-PICAZO PONCE DE LEÓN, L., BERCOVITZ, R., PAZ-ARES RODRIGUEZ, C., y SALVADOR CODERCH, P. (directores): “*Comentario del Código Civil*”, Tomo I, Ed. Ministerio de Justicia, Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones, Madrid, 1991, págs. 16 a 19: “*La doctrina civil suele distinguir entre: retroactividad en grado máximo, cuando la nueva ley se aplica a la misma relación jurídica básica y a sus efectos, sin tener en cuenta que aquella fuera creada o éstos ejecutados bajo el imperio de la ley anterior; retroactividad de grado medio, cuando la nueva ley se aplica a efectos ya durante la vigencia de la ley derogada, pero sólo en cuanto hayan de ejecutarse después de la nueva ley; y, por último, retroactividad en grado mínimo, cuando la nueva ley se aplica a los efectos de una relación jurídica regulada según la legislación anterior, pero sólo a los que nazcan después de estar vigente la nueva ley (DE CASTRO, Derecho Civil, I, pp. 648-649)*”.

<sup>46</sup> Siguiendo a Federico DE CASTRO, “*la ley nueva no retroactiva ha de respetar los efectos jurídicos producidos en el pasado, pero debe regular los futuros a partir del día de su promulgación; si la ley pretende regular los hechos pasados, es retroactiva; si trata de regular situaciones en curso -los denominados hechos o situaciones pendientes (facta pendentia)-, deberá diferenciar entre los fenómenos anteriores y los posteriores al cambio de regulación, pues estos últimos quedan afectados por la nueva ley (efecto inmediato); por último, no hay cuestión de retroactividad en relación a los hechos futuros*”, en SALVADOR CODERCH, P.: “Artículo 2: III. Retroactividad de las leyes.”, en DIEZ-PICAZO PONCE DE LEÓN, L., et al. (directores): “*Comentario del Código Civil*”, Tomo I, Ed. Ministerio de Justicia, Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones, Madrid, 1991, págs. 16 a 19.

cambios normativos es limitada y, en caso afirmativo, dónde se hallan dichos límites; y, de otro, Tomás DE LA QUADRA-SALCEDO entiende que no se trata de una situación reglamentaria, sino de una relación contractual que no se puede modificar por la libre voluntad de una de las partes sin la indemnización del daño causado.

Merece ser compartida, por ello, la profunda reflexión que ha realizado José María BAÑO LEÓN acerca de este particular:

*“La doctrina jurisprudencial no pivota tanto sobre el concepto de retroactividad como sobre el concepto de derecho consolidado. Si existe un derecho consolidado afectado hay retroactividad prohibida; si lo que existe es una expectativa de derecho, no hay retroactividad, pues la retroactividad impropia, la que afecta a efectos futuros de derechos anteriores, ya no constituye un derecho consolidado sino una mera expectativa.*

*La doctrina sobre los cambios producidos en el régimen económico-tarifario de las energías renovables sigue al pie de la letra ese esquema. Los sucesivos cambios no afectan a derechos consolidados sino a expectativas, pues el legislador puede modificar hacia el futuro la normativa sin que los derechos reconocidos en la legislación derogada puedan subsistir una vez que la norma nueva entra en vigor. (...)*

*La llamada retroactividad impropia no es retroactividad, pero esto no significa que la ley que afecta a las consecuencias jurídicas de las situaciones anteriores sea siempre constitucional. La cuestión es si una ley no retroactiva, pero que incumbe a efectos futuros de situaciones consolidadas en las que el ciudadano o la empresa pueden confiar, pugna con la seguridad jurídica si la nueva norma no prevé medidas transitorias o de compensación que mitiguen el daño que infligen. (...)*

*La cuestión del cambio normativo que modifica los efectos de situaciones anteriores o expectativas legítimas es siempre una cuestión de proporcionalidad o ponderación. (...) El riesgo regulatorio es originalmente un concepto económico que alude a las empresas. (...) No está tan claro, sin embargo, que el riesgo regulatorio pueda concebirse como un concepto jurídico que define una situación jurídica, como ha hecho el Tribunal Supremo. En síntesis, lo que ha dicho el alto tribunal es que las empresas frente a una regulación que les favorece no pueden confiar en su estabilidad, sino que deben tener en cuenta la posibilidad de cambio normativo como riesgo. (...) Las empresas deben asumir los riesgos de un cambio normativo al tomar sus decisiones, pero eso no significa que en el ordenamiento español ni en el europeo pueda construirse un concepto jurídico de riesgo*

*que limite la responsabilidad del Estado por posibles daños patrimoniales derivados de un cambio abrupto de la norma. (...) Porque si la norma, en sí misma, es un factor de riesgo, el ordenamiento en que se inserta no puede aspirar a la seguridad jurídica.*

*Desde el punto de vista jurídico la potestad de cambio normativo es indiscutible como cualquier potestad pública. Pero, como toda potestad en un Estado democrático, tiene límites. Y esos límites provienen tanto de la afectación a derechos constitucionales como de los que la jurisprudencia europea y española han ido construyendo, sintetizados en el principio de confianza legítima. La diferencia entre la posición que sostiene el Tribunal Supremo y la que nosotros mantenemos no es puramente terminológica, sino conceptual. La raíz de la discusión es si la potestad de modificación normativa tiene límites, porque si los tiene no cabe, a nuestro juicio, hablar de riesgo regulatorio.*

*En conclusión: o se trata de un auténtico riesgo de cambio normativo, sin límites, en cuyo caso hay que convenir que la Constitución sólo prohíbe la retroactividad pura, o tiene límites, derivados precisamente de la protección de la confianza, en cuyo caso es un concepto jurídicamente superfluo; aunque exprese plásticamente un hecho económico. (...) La idea de que el interés público puede exigir un sacrificio total de derechos e intereses preexistentes, que el propio legislador creó, sin compensación no tiene sostén en la Constitución. La jurisprudencia del Tribunal Constitucional y del Tribunal Supremo, más allá del enjuiciamiento de los casos concretos, adolece de una visión estrecha y, en parte, inconscientemente preconstitucional del interés público como justificación de la exclusión de la protección de la confianza. ”<sup>47</sup>*

Asimismo, puede encontrarse un interesante alegato doctrinal sobre la protección de la confianza legítima escrito por Tomás DE LA QUADRA-SALCEDO, que aboga por comprender el citado sistema retributivo de generación renovable desde una dimensión, no regulatoria, sino contractual. En este sentido, su posición es la siguiente:

*“La entrada en 2007 y siguientes en la actividad de las renovables, especialmente en algunas como la fotovoltaica o la termosolar, solo se podía producir sobre la base de la existencia de apoyos, subvenciones o primas que asegurasen una rentabilidad en una actividad que por sus propios medios estaba condenada al fracaso en el corto y medio*

---

<sup>47</sup> BAÑO LEÓN, J. M., “Cave legislatorem. Confianza en el legislador e interés general”, en VV.AA., *Riesgo regulatorio en las energías renovables*, Vol. II, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2016, pp. 81-101.

*plazo. (...) No puede olvidarse, además, que es la concreta oferta de precios por kWh para todo el periodo -absolutamente para todos los años del periodo- lo que determina que los empresarios se decidan a entrar en el sector eléctrico y acometan la inversión en las distintas tecnologías. Tampoco que al hacer públicas las ofertas -detallando hasta el céntimo de la retribución que se ha de percibir durante todos los años que se recogen en los cuadros- lo que se busca deliberadamente es, precisamente incentivar la inversión en renovables asegurando la rentabilidad que en la oferta se fija de forma definitiva. (...)*

*En definitiva, la aceptación de la concreta oferta del concreto régimen retributivo por los operadores de renovables, con cifras distintas para cada año, que se comenzó a realizar a partir del Real Decreto 661/2007, hace salir a los operadores de renovables registrados de una situación reglamentaria y les coloca en una situación contractual del todo diferente. (...) Tal situación no tiene nada que ver con el empresario que se arriesga a introducirse en un mercado, como el de fabricación de medicamentos, asumiendo que podrá haber cambios regulatorios, pero sin que en su decisión de entrar o no en dicho mercado haya afectado una concreta regulación -la existente en el momento de entrar-.*

*La cuestión no consiste pues, en especular en si estamos ante un supuesto de retroactividad media o mínima de las normas por razón de su aplicación a situaciones reglamentarias (...), la cuestión aquí es que la oferta de un régimen y su aceptación ha constituido una situación contractual que crea derechos y obligaciones entre las dos partes. (...) La naturaleza contractual no impide, en cambio, aplicar los principios de seguridad jurídica y de confianza legítima.”<sup>48</sup>*

La dimensión contractual a la que acaba de remitirse puede generar una duda razonable, no por el sentido material que adquiere, sino por el distanciamiento formal del relato descrito respecto de lo contenido en la legislación de contratación pública. El profesor DE LA QUADRA-SALCEDO, no obstante, resta importancia a este aspecto argumentando que “*el carácter contractual de la relación establecida entre operadores y Administración no queda afectado por el hecho de que la emisión de la oferta del Estado y la aceptación de la misma por los operadores no se haya formalizado y tramitado como un contrato sometido a la Ley de Contratos del Sector Público. (...) Lo que importa es la naturaleza material de la relación*”.

---

<sup>48</sup> DE LA QUADRA-SALCEDO, T, “Riesgo regulatorio y contractualización de la regulación por operadores y poderes públicos”, en VV.AA., *Riesgo regulatorio en las energías renovables*, Vol. II, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2016, pp. 29-80.

Una divergencia que nos lleva a plantearnos una cuestión que, siendo de indudable interés, desborda el objeto del presente estudio: a qué naturaleza responden las relaciones jurídicas establecidas por los productores de energía eléctrica con fuentes renovables acogidos a tarifa regulada durante la vigencia del régimen especial<sup>49</sup>.

Sin embargo, aunque las posiciones doctrinales expuestas se asienten en diferentes construcciones dogmáticas, las consecuencias prácticas de ambas reflexiones coinciden en lo esencial: de conformidad con el principio de protección de la confianza legítima, el Estado no ha de modificar las condiciones retributivas de la generación de energía eléctrica con fuentes renovables, ya sea considerada la naturaleza de la relación reglamentaria o contractual, si no trae aparejada consigo la adopción de medidas transitorias o de compensación que mitiguen el daño causado.

De cualquier modo, puede ofrecer luz en este concreto asunto el Diccionario del Español Jurídico dirigido por Santiago MUÑOZ MACHADO, que publican de modo conjunto la Real Academia Española y el Consejo General del Poder Judicial, según el cual se define el *derecho adquirido* como el “*derecho incorporado al patrimonio de un sujeto como consecuencia de la aplicación de previsiones establecidas en las leyes*”, precisando a continuación que “*el derecho adquirido debe ser respetado por las modificaciones legislativas o, caso contrario, indemnizada la lesión que la privación posterior produce (añadiendo que se aplica al derecho adquirido también la doctrina de la confianza legítima)*”, mientras que la *expectativa* es definida como “*la posibilidad razonable o probabilidad, por contraposición al derecho consolidado o adquirido*”<sup>50</sup>. En virtud de lo expuesto y sabiendo que, mientras el resto de los productores obtenían su

---

<sup>49</sup> En la misma línea, Elena VELA JUAN señala en lo referido a las subastas de nueva generación renovable diseñadas por el Real Decreto-ley 23/2020, lo siguiente: “*resulta crucial determinar si la naturaleza del compromiso retributivo que asume el Estado será contractual o reglamentaria. En este sentido, desde la perspectiva del inversor, es preferible articular mecanismos vinculantes de carácter contractual para blindar las condiciones asociadas a la percepción del incentivo frente a eventualidades futuras. De esta forma se consigue un efecto estabilizador calmante de inquietudes asociadas al riesgo político y regulatorio, especialmente relevante en mercados como el español, en los que existen precedentes de modificaciones que podrían calificarse de retroactivas*” VELA JUAN, E., “Reorientando las subastas de apoyo retributivo a proyectos renovables hacia los objetivos de transición energética”, *Lefebvre-El Derecho.com*, (25 de junio de 2020).

Recuperado de:

[https://elderecho.com/reorientando-las-subastas-apoyo-retributivo-proyectos-renovables-hacia-los-objetivos-transicion-energetica#\\_ftn8](https://elderecho.com/reorientando-las-subastas-apoyo-retributivo-proyectos-renovables-hacia-los-objetivos-transicion-energetica#_ftn8)

<sup>50</sup> MUÑOZ MACHADO, S. (director), *Diccionario del Español Jurídico*, Real Academia Española y el Consejo General del Poder Judicial (Ed. Espasa), Barcelona, 2016, pp. 630 y 812.

retribución mediante mecanismos de mercado, aquellos que generaban la electricidad con fuentes renovables percibían una cantidad fija (detallada anualmente en céntimos de euros por kWh) a través de lo que los reales decretos denominaban una “tarifa regulada”, parece claro que, ya merezca la relación jurídica descrita el *nomen iuris* de reglamentaria o contractual (en caso de que la dimensión contractual resulte convincente, entendemos que podría resultar interesante explorar su comprensión como *contrato administrativo atípico*<sup>51</sup>), lo establecido por los reales decretos no eran meras expectativas ni una cuestión de probabilidad, sino verdaderos derechos adquiridos dignos de compensación.

Una problemática que puede reducirse, en este concreto caso, a la inobservancia por parte de los tres poderes (legislativo, ejecutivo y judicial) de un principio fundamental en todo ordenamiento jurídico, incluido el nuestro como no podía ser de otro modo (*vid.* artículo 9.3 de la Constitución), que recibe el nombre de *seguridad jurídica*. Un principio que sugiere traer a colación las bellas palabras pronunciadas por Landelino LAVILLA ALSINA al respecto, el 8 de febrero de 1999, en la Real Academia de Jurisprudencia y Legislación:

*“El principio de confianza legítima se acuña como reacción jurisprudencial frente a la creación de normas jurídicas o la interposición de resoluciones administrativas que sorprenden la confianza de las personas destinatarias, personas legítimamente ajenas a*

---

<sup>51</sup> *Vid.* la siguiente reflexión de Roberto PAREJO GÁMIR que, pese a quedar lejana en el tiempo, mantiene aún vivo su interés:

*“Las necesidades de la Administración han crecido progresivamente con el aumento de fines que las modernas doctrinas políticas asignan al Estado. Y para conseguir esos fines, es indudable que la Administración, respetando los límites que marca el artículo 10 de la Ley de Contratos del Estado, puede utilizar la técnica contractual civil o mercantil sin abdicar por ello de sus prerrogativas. Razones de orden político: agilización de la actividad administrativa, despolitización, desburocratización, etc., abonan también en su favor. En contra puede aducirse el principio de legalidad de la actuación administrativa, consagrado en el artículo 100 de la Ley de Procedimiento Administrativo. Puede alegarse también que el principio de la autonomía de la voluntad del artículo 10 LCE no puede equipararse en modo alguno al artículo 1.255 del Código Civil, ya que mientras aquí nos encontramos con que las reglas del Código Civil sobre contratos son en su mayor parte dispositivas, las correspondientes normas del Derecho administrativo (Ley de Contratos del Estado de 1965 y Reglamento de Contratación de las Corporaciones Locales de 1953) tienen carácter de Derecho imperativo, de ius cogens (S. T. S. de 28 de junio de 1916). La aparente antinomia puede salvarse entendiendo el principio de legalidad no como la previa y estricta tipificación del actuar administrativo, sino como el marco dentro del cual puede moverse libremente dicho actuar, como límite de validez de la actuación de la Administración (quae non prohibita, per misa intelliguntur). Lo único que se requiere es una norma que habilite al órgano administrativo, pero en absoluto que fije las condiciones de la contratación. De este modo se salva el necesario control de legalidad y al mismo tiempo no se incurre en un funesto inmovilismo. Si todo esto es así, es evidente que la Administración puede celebrar contratos administrativos cuyo contenido normativo no aparezca dado por el Derecho administrativo necesario, es decir, contratos praeter legem.”* PAREJO GÁMIR, R., “Contratos administrativos atípicos”, *Revista de Administración Pública*, nº 55, 1968, pp. 383-420.

*la previsión de que tal acción pudiera tener lugar, con brusquedad y sin medidas transitorias que paliasen sus efectos. No es necesario subrayar -porque va implícito en el propio fundamento de las decisiones jurisdiccionales- que el ámbito en que el principio de confianza legítima se desenvuelve es precisamente aquel en el que, existiendo intereses o situaciones dignas de protección -así el de las expectativas o derechos expectantes-, no resultan cubiertas por algún principio más enérgico y perfilado como, por ejemplo, el de protección de los derechos adquiridos. Pero es claro que, aún siendo distinta la densidad jurídica de las situaciones individuales consideradas, tanto la protección de los derechos adquiridos como la de la confianza legítima hallan sus raíces en los postulados primarios de la seguridad jurídica. (...) En la fundamentación -tanto dogmática como descriptiva- del Derecho se ubica la seguridad como principio y como fin.”<sup>52</sup>*

En la contestación realizada por Eduardo GARCÍA DE ENTERRÍA, no menos bella, se ponía de manifiesto lo siguiente:

*“La inseguridad jurídica, en su forma actual, es un fruto directo de la legalización del Derecho. Cuando el Derecho, como ocurrió en el sistema del ius commune europeo hasta la Revolución Francesa, se expresaba sobre todo en un complejo de principios generales, como sigue ocurriendo predominantemente hoy en el mundo del common law, y aunque resulte paradójico, la seguridad jurídica estaba más asegurada (fuera de las materias del Derecho Público, naturalmente, dependientes del placer del Rey: “quod Principi placuit legem habent vigorem”) que en un sistema de normas escritas emanadas desde el poder, aunque esto pueda resultar sorprendente.”<sup>53</sup>*

De conformidad con las consideraciones doctrinales expuestas, entendemos que el artículo 6.1 de la Directiva 2018/2001/UE no recoge una prohibición de retroactividad impropia, lo que verdaderamente pretende es que los Estados miembros guarden el debido respeto al *principio de protección de la confianza legítima* cuando determinen la necesidad de efectuar cambio regulatorio o contractual alguno en relación con el apoyo a la generación de electricidad con fuentes renovables; procediendo a compensar de forma

---

<sup>52</sup> Discurso leído el día 8 de febrero de 1999 en su recepción pública como académico de número, por el Excmo. Sr. D. Landelino LAVILLA ALSINA, titulado *Seguridad jurídica y función del Derecho*, contestado por el Excmo. Sr. D. Eduardo GARCÍA DE ENTERRÍA, Real Academia de Jurisprudencia y Legislación, Madrid, 1999.

<sup>53</sup> *Ibidem*.



adecuada en caso de que medie causa de interés público debidamente motivada y no se encuentre alternativa menos gravosa<sup>54</sup>.

A modo de conclusión, y en línea con lo que acabamos de comentar en relación con el artículo 6.1 de la Directiva 2018/2001/UE, guarda interés la consideración que el propio Santiago MUÑOZ MACHADO dejara por escrito en torno a las buenas prácticas regulatorias:

*“Un problema recurrente y grave que suelen plantear las decisiones regulatorias generales, especialmente las de carácter normativo, es el de su sustitución por otras nuevas impredecibles. Los cambios de regulación afectan severamente a los operadores que actúan en sectores regulados, como bien se comprende, porque perjudican los programas de inversión y desarrollo que hayan podido establecer, así como sus estrategias empresariales y de competencia. Mucho más cuando el regulador les ha permitido adquirir la confianza legítima en la estabilidad de la regulación. Sin perjuicio de la posibilidad de obtener indemnizaciones por responsabilidad ante el cambio regulatorio, por aplicación del indicado principio de confianza legítima, resulta imprescindible que los reguladores ajusten sus decisiones a las prácticas más idóneas para no producir dichos perjuicios y defraudaciones de la confianza de los mercados.”*<sup>55</sup>

Planteamiento, el de la *buena regulación*, en el que ahonda Íñigo DEL GUAYO CASTIELLA al exponer lo siguiente:

*“Parece que va calando en la comunidad jurídica que una cosa son las exigencias del Estado de Derecho y otros son los principios de la buena regulación. Sólo la violación de aquellas exigencias conlleva consecuencias indemnizatorias, mientras que una mala regulación sólo provoca la huida de la inversión. Pues bien, el cambio cultural, en las instituciones, pasa por un cambio de mentalidad y la recuperación de la confianza en que se hará un uso prudente de los poderes de regulación. Y como juristas debemos luchar*

---

<sup>54</sup> Puede hallarse un ejemplo, sin posibilidad de entrar ahora en las virtudes y carencias de su diseño, en los *costes de transición a la competencia*: denominación dada a la compensación que garantizaría a las empresas eléctricas el mantenimiento de los ingresos que razonablemente hubieran obtenido de acuerdo con la regulación retributiva anterior a la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

<sup>55</sup> MUÑOZ MACHADO, S., *Tratado de Derecho Administrativo y Derecho Público General*, Tomo XIV, *La actividad regulatoria de la Administración*, Ed. Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2015, p. 87.

*para que la violación de los principios de buena regulación tenga también efectos jurídicos, a favor de los perjudicados.*”<sup>56</sup>

En definitiva, las cavilaciones doctrinales expuestas impiden la conceptualización del *riesgo regulatorio* desde una aproximación estrictamente jurídica y confirman este oxímoron como un fallo del regulador con elevada trascendencia económica.

### **B) Diseño del mercado eléctrico: para cambiar de modelo energético el consumidor debe tener la capacidad de participar en el mercado**

Este apartado se refiere a la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, al Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre el mercado de la electricidad y al Reglamento (UE) 2019/942 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía, dado que todos los instrumentos mencionados afectan directamente al (re)diseño del mercado eléctrico.

La configuración actual del mercado interior de la electricidad trae causa del Tercer Paquete energético<sup>57</sup>, aprobado en 2009, el cual ha sido complementado con una serie de disposiciones comunitarias relativas al abuso de posición dominante, al comercio de la electricidad y a la explotación de las redes.

Las pautas marcadas por el Tercer Paquete fueron, principalmente: el derecho de acceso a las redes eléctricas por parte de terceros; la libertad de los consumidores en relación con la elección del suministrador; la exigencia de separación patrimonial de las

---

<sup>56</sup> DEL GUAYO CASTIELLA, Í., “*Better and smart regulation*. Los principios de buena regulación de la Unión Europea en las recientes leyes españolas de procedimiento administrativo común y de régimen jurídico del sector público”, en LAGUNA DE PAZ, J. C., *et al.* (coords.), *Derecho Administrativo e integración europea: estudios en homenaje al profesor José Luis Martínez López-Muñiz, Tomo I (El ser de la Administración Pública)*, Reus, Madrid, 2017, p. 469.

<sup>57</sup> Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE; Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1228/2003; Reglamento (CE) n.º 713/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía.

redes en virtud de distintos modelos<sup>58</sup>; la eliminación de barreras al comercio transfronterizo; la supervisión de los mercados por reguladores independientes; y la cooperación a escala comunitaria entre los reguladores y gestores de las redes en el marco de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) y la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte (REGRT).

Pautas que han servido para mejorar el comercio transfronterizo -especialmente en el norte de Europa- y aumentar la competencia en los mercados mayoristas; aunque, como reconoce la propia Comisión, también han producido un incremento en el precio de los mercados minoristas<sup>59</sup>. Una consecuencia lógica desde una perspectiva regulatoria, pues el componente de energía en el precio final de la electricidad nunca terminará de reflejar los cambios experimentados en el mercado mayorista mientras que los precios continúen regulados por medio de tarifas.

Uno de los grandes avances que implicará la implementación del Cuarto Paquete será, a buen seguro, el tratamiento de un problema estructural hasta ahora sin resolver: los elevadísimos costes de información y de transacción en el mercado de la electricidad. Cuestión que, afortunadamente, se ha demostrado prioritaria para la Comisión dada la ubicación del consumidor en el epicentro de la reforma.

Para que la transición de modelo energético culmine de manera exitosa, se plantea como condición imprescindible que los consumidores participen activamente en el mercado; participación que únicamente resultará factible si las facilidades ofrecidas por las nuevas tecnologías encuentran acomodo en la regulación vigente. El consumidor debe conocer cuál es el precio de la electricidad que consume en tiempo real (costes de información), dado que, en caso contrario, será inviable que pueda obtener beneficio de sus fluctuaciones (costes de transacción). La reducción de estos costes mediante el uso de las nuevas tecnologías -gracias, sobre todo, al uso de los contadores inteligentes- es la única vía para lograr la participación del consumidor en el mercado eléctrico.

---

<sup>58</sup> El Tercer Paquete imponía la separación de la propiedad en las redes de transporte de conformidad con los modelos: *Independent System Operator (ISO)*, gestor no propietario; *Transmission System Operator (TSO)*, gestor y propietario independiente y único de las redes; o *Independent Transmission Operator (ITO)*, el gestor es una empresa verticalmente integrada, debiéndose asegurar una adecuada separación funcional.

<sup>59</sup> Informe de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, sobre “Precios y costes de la energía en Europa”, de 30 de noviembre de 2016, COM (2016) 769 final.

En este contexto, es muy útil seguir a Ronald COASE para darse cuenta de la importancia que guarda la regulación en la producción de incentivos y la reducción de costes<sup>60</sup>.

Ello explica que la incorporación de los consumidores (residenciales, comerciales e industriales) en el mercado haya sido una de las prioridades de la Comisión, creando para ello un nuevo régimen jurídico aplicable al consumidor de energía eléctrica; el cual queda ubicado en el Capítulo III de la Directiva 2019/944/UE, respondiendo al título de “*empoderamiento y protección del consumidor*”. Destacamos en este ámbito los artículos 15 y 17 de la Directiva.

El primero, referido a los *clientes activos*, dispone que “*los Estados miembros garantizarán que los clientes finales tengan derecho a actuar como clientes activos sin estar sujetos a requisitos técnicos o administrativos, procedimientos o gastos, desproporcionados o discriminatorios, ni a tarifas de acceso a la red que no reflejen los costes*” precisando, entre otros derechos, el de “*operar directamente o mediante agregación*” y el de “*vender electricidad autogenerada*”. Es decir, se sugiere la producción de energía eléctrica con autoconsumo como el instrumento más adecuado para que el consumidor participe en el mercado, lo que sitúa a la *micro generación eléctrica* como la piedra angular del nuevo modelo energético. El artículo también recoge que los clientes activos tendrán derecho a “*delegar en un tercero la gestión de las instalaciones requeridas para sus actividades, incluida la instalación, el funcionamiento, la gestión de los datos y el mantenimiento*”. Una previsión que, si la generación distribuida continúa incrementando su presencia, estaría señalando lo que probablemente constituya una de las principales actividades de las compañías eléctricas a medio plazo.

El artículo 17, titulado “*respuesta de la demanda*”, dispone por su parte que “*los Estados miembros permitirán a los clientes finales, incluidos aquellos que ofrecen respuesta de demanda mediante agregación, participar junto a los productores de manera no discriminatoria en todos los mercados de electricidad*”. Con ello, la Comisión

---

<sup>60</sup> Según COASE, R., *La empresa, el mercado y la ley*, Alianza editorial, Madrid, 1994, pág. 214: “*Tiene poco sentido que los economistas discutan el proceso de intercambio comercial sin especificar el marco institucional en el que el comercio tiene lugar, ya que éste afecta a los incentivos para producir y a los costes de transacción*”.

viene a reforzar la idea de que la participación de los consumidores resulta esencial para el diseño de un mercado eléctrico que sea coherente, completo y racional<sup>61</sup>.

Quiere decirse que los modelos de *participación activa* vendrán determinados: bien, por una *participación explícita*, porque habrá una señal de precio transmitida a través de los contadores inteligentes; o bien, por una *participación implícita*, dado que el modelo apuesta por la figura de un agregador independiente que pueda -sin relación directa con el comercializador- hacer negocio gestionando la capacidad de demanda de sus clientes.

También destaca el artículo 12.2 del Reglamento 2019/943/UE, en virtud del cual los gestores de redes de transporte, cuando despachen la generación de electricidad, darán prioridad a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovables o cogeneración de alta eficiencia con una capacidad de menos de 400 kW y a proyectos de demostración de tecnologías innovadoras. Un precepto que contribuye a la construcción de un modelo regulatorio capaz de combinar la gran y pequeña escala; sin duda, uno de los mayores retos a los que la transición se enfrenta.

Asimismo, cabe decir que las *comunidades ciudadanas de energía* (art. 16 de la Directiva 2019/944/UE) suponen otra novedad que comparte elementos en común -aunque también guarda notas diferenciales- respecto de las *comunidades de energías renovables* (art. 22 de la Directiva 2018/2001/UE). Sobre la distinción de estas figuras afines ahondaremos en el Capítulo II del presente estudio.

Siendo innegable el beneficio económico, social y medioambiental que pueden proporcionar este tipo de iniciativas de carácter asociativo vinculadas a la generación renovable, no debe olvidarse que su integración en la red de distribución puede suponer un significativo aumento en las tarifas de red por motivo de las ampliaciones realizadas a tal efecto; dado que, en la actualidad, más del 90 % de electricidad procedente de fuentes renovables se encuentra conectada a redes de distribución. Por lo tanto, se trata de una

---

<sup>61</sup> Una excelente reflexión al respecto puede encontrarse en DE LA CRUZ FERRER, J.: “El sector eléctrico: entre la introducción de la competencia y la formación de mercados.” (apartado VIII, titulado “El carácter esencial de la participación de la demanda en el mercado eléctrico”), en SANTAMARÍA PASTOR, J. A. (dir.) y CABALLERO SÁNCHEZ, R. (coord.): *Las técnicas de regulación para la competencia: una visión horizontal de los sectores regulados*, Ed. Iustel, Madrid, 2011, pp.

cuestión que afectará a los gestores de la red de distribución. De hecho, la Directiva 2019/944/UE faculta a los Estados miembros a permitir que las comunidades ciudadanas de energía se conviertan en gestores de redes de distribución -con arreglo al régimen general- o en “*gestores de una red de distribución cerrada*”, razón suficiente para que sean tenidas en cuenta en el nuevo diseño del mercado.

La Directiva 2019/944/UE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad también refleja un notable esfuerzo por parte de la Comisión para tratar de aumentar tanto la competencia como la participación de los consumidores en los mercados organizados mediante la reducción de los costes de información. La falta de transparencia en los mercados eléctricos viene erigiéndose desde tiempo atrás como una barrera de entrada difícil de salvar. Para lograrlo, vuelve a ser necesario el establecimiento de un marco regulatorio adecuado que incluya instrumentos aptos para el traslado de los precios en tiempo real a los consumidores. Es en este punto donde la Comisión ha apostado por el *contador inteligente* con una serie de prestaciones mínimas (arts. 19 a 21 de la Directiva 2019/944/UE) y los *contratos con precios dinámicos* (art. 11 de la Directiva 2019/944/UE); lo que debería permitir la adaptación del consumo, ahora sí, a las señales de precios. Transparencia que, a su vez, se pretende incrementar -de forma gratuita- con *herramientas de comparación* (art. 14 de la Directiva 2019/944/UE), reduciendo así los costes de búsqueda en relación con lo que supondría realizar consultas aisladas a cada uno de los proveedores.

Es evidente que, con contadores inteligentes, la *gestión de los datos personales* crece en importancia. Por lo tanto, es relevante que el consumidor sepa en cada momento a quién le cede sus datos y con qué finalidad. El asunto es tratado por el artículo 23 de la Directiva 2019/944/UE, precepto que centra su atención en la necesidad de que el cliente final preste su consentimiento explícito para que sus datos sean facilitados a un tercero y añade que se entenderá por datos los relativos a la medición y consumo, así como los necesarios para el cambio de suministrador, la respuesta de demanda y otros servicios. Por ello, la ciberseguridad será un elemento clave en el nuevo modelo energético distribuido y digitalizado.

En otro orden de cosas, cabe señalar que el resto de las disposiciones previstas en la Directiva 2019/944/UE, de 5 de junio, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, se centran en dos relevantes cuestiones para el funcionamiento del sistema eléctrico: a) la gestión de las redes de transporte y de distribución; b) el régimen jurídico de las autoridades reguladoras nacionales.

Acerca de la primera cuestión, la Comisión considera que una mayor cooperación entre los gestores de las redes de transporte, los reguladores y los gobiernos, es una de las claves para dotar al mercado de mayor coherencia y reducir los costes de forma significativa. Asimismo, se indica que las regulaciones nacionales deberán permitir a los gestores de las redes de distribución “*adquirir servicios a partir de recursos tales como la generación distribuida, la respuesta de la demanda o el almacenamiento y tener en cuenta medidas de eficiencia energética que puedan suplir la necesidad de incrementar o sustituir la capacidad eléctrica y que sustenten el funcionamiento eficaz y seguro de la red de distribución*”. Es decir, la integración de la *electromovilidad* (art. 33 de la Directiva 2019/944/UE) y de las *instalaciones de almacenamiento de energía* (art. 36 de la Directiva 2019/944/UE) en la red eléctrica se trata de una realidad que, a la espera de un mayor desarrollo tecnológico, está llamada a modificar la configuración actual del mercado y de la distribución eléctrica.

Sobre las autoridades reguladoras nacionales, más allá de las funciones y competencias definidas en el texto normativo, la Comisión plantea un refuerzo de su independencia (principalmente, en materia de nombramientos y ceses), otorgándoles, a su vez, nuevas competencias sobre diversos aspectos vinculados al diseño del mercado (art. 59 de la Directiva 2019/944/UE). Destacan, entre otras: la aprobación de las tarifas de transporte y distribución; la implementación de los códigos de red presentes y futuros; así como la supervisión del uso eficiente de las interconexiones.

Finalmente, el Reglamento 2019/942/UE, de 5 de junio de 2019, por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER)<sup>62</sup>, asigna nuevas competencias a la Agencia vinculadas, esencialmente, con: los

---

<sup>62</sup> Esta norma comunitaria supone una modificación sustancial del Reglamento (CE) 713/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (HACER). La Unión Europea ha optado, en suma, por la refundición de dicho Reglamento.

códigos de red y directrices, las autoridades reguladoras nacionales, los gestores de las redes de transporte, los novedosos centros de coordinación regionales<sup>63</sup> y los operadores del mercado de electricidad. Competencias que deben sumarse a las ya atribuidas, las cuales guardan relación -principalmente- con la supervisión de los mercados mayoristas y las infraestructuras transfronterizas de energía.

Conviene traer a colación que, a juicio de Mariano BACIGALUPO SAGGESE, *“este incremento de las competencias y responsabilidades de ACER es plenamente coherente con el reforzamiento del marco institucional que en el presente estadio requiere la profundización del mercado interior de la energía”*. Reconociendo el propio autor que *“sin embargo, los cuatro grandes países expresan sus reservas en relación con la atribución de nuevas competencias a ACER y el alcance de las mismas. En particular, reclaman que las competencias que se atribuyen a ACER se definan con claridad y no de forma imprecisa o abierta. Señalan que no pueden dar apoyo a una «lista de competencias ilimitada». Más concretamente, rechazan que se atribuya a ACER una competencia genérica sobre «asuntos regulatorios con implicaciones transfronterizas» sin que se definan claramente cuáles son tales asuntos regulatorios. Para evitar incertidumbres exigen que el nuevo reglamento defina con claridad en qué áreas ACER ostenta la competencia para adoptar decisiones finales. En todo caso, los cuatro grandes países manifiestan que, si se atribuyen más competencias a ACER, ésta debe configurarse como un ente «más democrático, más transparente y más independiente»”*<sup>64</sup>.

Asimismo, en relación con la naturaleza jurídica de ACER, interesa destacar las siguientes apreciaciones realizadas por el profesor BACIGALUPO SAGGESE. Ante la pregunta *“¿qué tipo de agencia se quiere que sea ACER en el futuro: (1) la que es hoy,*

---

<sup>63</sup> Cuyo régimen jurídico se recoge en el Reglamento 2019/943/UE, de 5 de junio, relativo al mercado interior de la electricidad (arts. 35 y ss., así como en su Anexo 1). Cuestión, por cierto, que ha generado importantes tensiones, ya que los TSO tradicionales se resisten a que la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte (REGRT) pueda tomar decisiones en el marco de los centros operativos regionales.

<sup>64</sup> BACIGALUPO SAGGESE, M., “La nueva gobernanza de la Unión de la Energía: la reforma de la Agencia de Reguladores (ACER)”, en GALERA RODRIGO, S. y GÓMEZ ZAMORA, M. (directoras), *Políticas locales de Clima y Energía: teoría y práctica*, Ed. Instituto Nacional de Administración Pública (INAP), 2018, p. 263.

Mariano BACIGALUPO SAGGESE es: Miembro de la Sala de Recurso de ACER, en Liubliana; Consejero de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), en Madrid; y Profesor Titular de Derecho Administrativo en la Facultad de Derecho de la UNED, en Madrid.



*sin necesidad de avanzar en su configuración; (2) una agencia que, aunque siga respondiendo al modelo actual de una agencia de cooperación de reguladores nacionales, incrementa sus competencias y responsabilidades, o (3) un verdadero regulador energético paneuropeo?”, observa que “el consenso dentro de las instituciones de la Unión Europea parece inclinarse por la opción segunda o intermedia: mantener el modelo actual de una agencia de cooperación de reguladores nacionales, pero incrementando sus competencias y responsabilidades”. Añade a continuación que, “a juicio de la Comisión, en el presente estadio del proceso de construcción del mercado interior de la energía resulta aún conveniente mantener la participación de los reguladores nacionales en el proceso de toma de decisiones de la Agencia, y no sustituir sistemáticamente decisiones de los reguladores nacionales (tomadas por mayoría en el seno del Consejo de Reguladores de ACER) por decisiones propias del director de la Agencia”. Concluye, en este sentido, con las siguientes palabras: “personalmente me parece una opción acertada, y en torno a la misma parece existir un amplio consenso”<sup>65</sup>.*

### **C) Ciberseguridad: un elevado reto para la regulación energética**

Como ya se puso de manifiesto al hablar sobre los contadores inteligentes, el flujo masivo de información en el sector eléctrico hace que la protección de datos cobre especial trascendencia. Máxime, cuando los datos gestionados ofrecen una información tan sensible como la proporcionada por el consumo eléctrico de una familia.

La digitalización de la sociedad presenta indudables oportunidades; sin embargo, también existe una serie de riesgos asociados al proceso que deben ser oportunamente tratados<sup>66</sup>. Por ello, la seguridad de las tecnologías de la información y la comunicación (TIC) o *ciberseguridad*, debe ser una de las prioridades que determine la agenda de la política energética europea.

En esta línea, la Unión Europea emitió una Comunicación en el año 2015 en la que se contemplaba la creación de un mercado único digital como la segunda prioridad para la Comisión Europea presidida por Jean-Claude JUNCKER. En

---

<sup>65</sup> *Ibidem*, p. 261.

<sup>66</sup> Guarda interés, a este respecto, el informe elaborado por la consultora Deloitte titulado “*Managing cyber risk in the electric power sector: emerging threats to supply chain and industrial control systems*” (2018).

cuanto a la ciberseguridad, la Comunicación reconocía la necesidad de proteger las redes y las infraestructuras críticas frente a las amenazas cibernéticas; problemática que en el sector eléctrico resulta incrementada<sup>67</sup>.

La estrategia comunitaria impulsada por la citada Comunicación se materializó gracias a la Directiva (UE) 2016/1148 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 6 de julio de 2016, relativa a las medidas destinadas a garantizar un elevado nivel común de seguridad de las redes y sistemas de información en la Unión. Esta Directiva exige a los Estados miembros la elaboración de una estrategia nacional sobre seguridad de las redes, establece diversos mecanismos de cooperación interadministrativa y plantea requisitos en materia de seguridad para los operadores de servicios esenciales; lo cual guarda una singular importancia en el sector eléctrico.

Por consiguiente, la ciberseguridad se presenta como uno de los mayores retos a los que se enfrenta la regulación energética de la Unión Europea. Y, a este respecto, merece ser traída la siguiente reflexión de Vicente LÓPEZ-IBOR MAYOR y Emilio ALBA LINERO:

*“La ciberseguridad presenta un reto a la hora de garantizar la estabilidad del sistema y dificultades en la interoperabilidad, la compatibilidad entre sistemas y las capacidades de absorción de la innovación digital en la red. Es responsabilidad del regulador trabajar y asegurar las medidas necesarias para superar estos retos, y una oportunidad para los actores y operadores comerciales de liderar la creación de valor en un nuevo paradigma de intercambio de servicios energéticos. Además, como venimos señalando, el reto de la transición energética incide de forma sobresaliente en estos aspectos.”*<sup>68</sup>

---

<sup>67</sup> Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, *Una Estrategia para el Mercado Único Digital de Europa*, Bruselas, 6 de mayo de 2015, COM (2015) 192 final.

<sup>68</sup> LÓPEZ-IBOR MAYOR, V. y ALBA LINERO, E., “Sector energético y agenda digital: regulación y evolución tecnológica”, en DE LA QUADRA-SALCEDO, T. y PIÑAR MAÑAS, J.L (dir.), *Sociedad digital y Derecho*, Ed. Boletín Oficial del Estado (BOE), Madrid, 2018, pg. 949-970.

#### **D) Incremento de la eficiencia energética: especial referencia a los edificios**

En materia de eficiencia energética no se ha optado por la fórmula de la refundición, ya que las directivas relativas al diseño del mercado y al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables incorporan un conjunto de nuevas disposiciones significativamente mayor. Por ello, la Comisión ha seleccionado la *directiva modificativa* como el instrumento jurídico más oportuno para adaptar la normativa comunitaria sobre eficiencia energética al horizonte 2030. Las dos iniciativas, pues, que ahora interesa comentar, son: de un lado, la Directiva (UE) 2018/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre, por la que se modifica la directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética; y de otro, la Directiva (UE) 2018/844 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo, por la que se modifica la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios.

Debe comenzarse destacando que, en el campo de la eficiencia energética, la Comisión ha adoptado una postura ecléctica a la hora de fijar el objetivo que vinculará a la Unión<sup>69</sup> para el año 2030: mientras que el Consejo Europeo acordó en octubre del año 2014 un objetivo indicativo del 27 %, con la intención de actualizarlo al 30 % antes de 2020, el Parlamento Europeo reclamaba un objetivo vinculante del 40 %. En este contexto, las diversas instituciones europeas han consensuado fijar un objetivo de, al menos, el 32,5 % a nivel de la Unión Europea para 2030; eso sí, dotándolo de carácter vinculante (importante matiz que ya incluía la pretensión del Parlamento Europeo). Ahora bien, el 40 %, a fecha de hoy, resulta inviable. La prudencia debe siempre preceder a cualquier manifestación en este sentido, pues la más mínima variación porcentual, aunque fácil de pronunciar, implica reformas y esfuerzos notablemente distintos.

Pese a ello, la Comisión estimaba en su propuesta de directiva, de 30 de noviembre de 2016, que el cumplimiento de dicho objetivo (ubicado entonces en el 30 %) implicaría un aumento del PIB de aproximadamente un 0,4 % (traducido a euros, 70.000 millones) y la creación de 400.000 puestos de trabajo adicionales entre todos los sectores. Escenario más que prometedor. Veamos qué sucede.

---

<sup>69</sup> Sépase que, sin embargo, los objetivos nacionales tendrán carácter indicativo (*cf.* el artículo 4.b.1 del Reglamento 2018/1999/UE, de 11 de diciembre, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima).

Estimaciones aparte, la Directiva 2018/2002/UE encuentra su piedra angular en la *obligación de ahorro energético*. La intención es que sirva de estímulo, principalmente, para la atracción de inversión privada. Dicha obligación se ejecuta mediante sistemas de obligaciones específicos y medidas alternativas. Con ello se pretende que los Estados miembros dispongan de un amplio margen de flexibilidad, pudiendo aplicar el mecanismo que entiendan más adecuado en función de sus políticas internas y de las condiciones del mercado.

Las principales modificaciones de la Directiva 2012/27/UE, relativa a la eficiencia energética, afectan a sus artículos 7, 9, 10 y 11.

El artículo 7 versa sobre la *obligación de ahorro de energía*. Precepto que adopta forma de trinomio, puesto que viene acompañado del artículo 7 *bis*, relativo a los *sistemas de obligaciones de eficiencia energética*, y del 7 *ter*, sobre *medidas de actuación alternativas*.

Lo que se establece es, en síntesis, que la obligación de ahorro en ventas anuales de energía a clientes finales se prolongue hasta 2030 que, como mínimo, equivalga al 0,8 % del consumo anual de energía final (a diferencia de la propuesta de Directiva, que mantenía el 1,5 % del periodo 2014-2020 -reduciéndose, nuevamente, la pretensión recogida inicialmente-). Para ello, como ya se adelantó, los Estados miembros podrán valerse de sistemas de obligaciones y/o de medidas alternativas -dado que, si lo prefieren, pueden combinar ambos instrumentos-.

Llama la atención, por cierto, el mandato destinado en el artículo 7 a los Estados miembros para que tengan en cuenta “*la necesidad de aliviar la pobreza energética*”. Enunciado enigmático que, sin más detalle, alude a un concepto, el de la *pobreza energética*, tan doloroso como redundante; siendo que el epíteto *energética* bien poco aporta, puesto que, el problema, no deja de ser la pobreza en su más amplio sentido.

Asimismo, se añade un artículo 9 *bis* sobre *medición* y un 10 *bis* sobre *facturación*, que tratan el reparto de los costes de calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria desde fuentes centrales, simplificando algunas previsiones ya existentes e incorporando la lectura remota a los contadores. El 11 *bis*, por su parte, establece la gratuidad respecto

del acceso a la información sobre la medición y facturación del consumo de calefacción y refrigeración. Medida acertada, dado que, como así se indicó anteriormente, para que un mercado funcione adecuadamente es fundamental, entre otros factores, que los costes de información interfieran en la conducta del consumidor lo menos posible.

Por lo que respecta al sector de la edificación, resulta significativo que, según expone la Comisión en la propuesta de directiva, suponga el 40 % del consumo energético final en Europa. Y, más llamativo aún -a la vez que preocupante-, que aproximadamente el 75 % de los edificios sea ineficiente energéticamente; renovándose sólo entre un 0,4 % y un 1,2 % al año, en función de cada Estado miembro.

Asimismo, añadía la Comisión que *“el principal objetivo de la presente propuesta es acelerar la renovación rentable de los edificios existentes, que representa una opción ventajosa desde todos los puntos de vista para el conjunto de la economía de la UE. De hecho, el sector europeo de la construcción puede hacer frente a una serie de retos económicos y sociales, como el empleo y el crecimiento, la urbanización, la digitalización y los cambios demográficos, además de los retos de la energía y el clima”*. De tal modo que, con ese fin, se modifica la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios.

En concreto, las novedades de mayor calado consisten en: a) la introducción de las nuevas tecnologías en el sector de la edificación del siguiente modo: implantándose sistemas de automatización y control de los edificios como alternativa a las inspecciones físicas (art. 14.4); fomentándose el desarrollo de las infraestructuras necesarias para la recarga de los vehículos eléctricos (art. 8.3); y b) la iniciativa *“Financiación inteligente para edificios inteligentes”*<sup>70</sup>, cuya pretensión bifronte estriba en la movilización de inversiones privadas a gran escala y en la asistencia para la creación de instrumentos financieros que permitan la agrupación de proyectos; puesto que, en contraposición con las grandes infraestructuras de interconexión eléctrica, los proyectos de eficiencia energética en edificios tienen dificultad para encontrar el interés del sector privado.

---

<sup>70</sup> Con base en el Plan de Inversiones para Europa, que, como ya se vio, dispone del Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas (FEIE) y los Fondos Estructurales y de Inversión Europeos (Fondos EIE).

En último lugar, es menester señalar que, si hay un ámbito en el que se deba incrementar la eficiencia energética de los edificios, es en la esfera pública; ya sea desde la acción municipal, la autonómica o, incluso, la estatal. En el marco de los edificios públicos -en concreto, en materia de iluminación- queda un amplio espacio para la mejora. Sin embargo, existen algunos obstáculos de carácter financiero cuyo sorteo parece complejo, como son: las restricciones presupuestarias que implica el Semestre Europeo, el Pacto de Estabilidad y Crecimiento, así como la imputación al déficit de cualquier inversión que se haga en este terreno.

### **E) Gobernanza energética: una serie de novedosos instrumentos al servicio de la planificación**

A decir de Juan DE LA CRUZ FERRER, *“la palabra gobernanza se utiliza con frecuencia porque ha conseguido albergar en un solo término sentidos extraordinariamente ambiciosos: técnicas que permitan corregir las disfunciones de nuestras democracias; la calidad de las tareas de gobierno y administración; así como los equilibrios y adaptaciones que es necesario abordar para integrar y coordinar los diferentes niveles de gobierno que, como en el caso del europeo y de las instituciones mundiales, han aparecido en la escena política durante las últimas décadas”*. Añadiendo que *“en definitiva, el término viene a representar algunas de las nuevas instituciones y procesos que se están desarrollando tras el final de la edad contemporánea”*<sup>71</sup>.

El Diccionario de la Real Academia Española, por su parte, define el término *gobernanza* como el *“arte o manera de gobernar que se propone como objetivo el logro de un desarrollo económico, social e institucional duradero, promoviendo un sano equilibrio entre el Estado, la sociedad civil y el mercado de la economía”*. Si bien se trata de una hermosa definición que refleja el fin último de la gobernanza como proceso abstracto, entendemos que en esta concreta materia representa, además, el conjunto de instrumentos y mecanismos a disposición de la Unión Europea para la planificación de la política energética común.

---

<sup>71</sup> Ponencia pronunciada por Juan DE LA CRUZ FERRER sobre “La gobernanza en el nuevo marco energético de la Unión Europea” en el I Congreso de la Asociación Española de Derecho de la Energía (AEDEN), titulado “El Derecho de la Energía en transición”, celebrado durante los días 17 y 18 de septiembre de 2019 en la Universidad CEU San Pablo de Madrid.

De este modo puede fácilmente comprenderse que, en el marco del Cuarto Paquete legislativo, el Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, 11 de diciembre, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, constituye un elemento esencial. Se trata de una iniciativa que, con certeza, cambiará de manera significativa el modo en que las instituciones de la Unión van a coordinar la política energética europea durante las próximas décadas. Además, siendo un reglamento el instrumento normativo empleado en vez de una directiva, se garantiza: la aplicabilidad directa de las previsiones recogidas, la uniformidad de los modelos, así como su pronta entrada en vigor.

Cabe apuntar, no obstante, que se debe contemplar como un hito más del camino hacia una Unión de la Energía que, tarde o temprano, habría de llegar; pues, si se pretende operar en mercados cada vez más integrados, lo natural es que las diversas regulaciones nacionales tiendan a la armonización. Aunque ello, inevitablemente, generará tensiones entre las necesidades nacionales de los distintos Estados miembros en función del grado de integración de sus mercados eléctricos.

Una de las grandes aportaciones que trae consigo el Reglamento 2018/1999/UE es, indudablemente, la racionalización de todas las obligaciones administrativas existentes en el marco de la planificación, la notificación y el seguimiento<sup>72</sup>. Aportación que viene impulsada por el movimiento, cada vez más fecundo, de la llamada *buena administración*<sup>73</sup>. De este modo, se evitarán ciertas redundancias, contradicciones y solapamientos en materia de energía y clima; reducción de la carga administrativa que facilitará a los Estados miembros el cumplimiento de sus obligaciones. Iniciativa, por qué no decirlo, favorecida en gran medida por la decisión que tomó el presidente JUNKER

---

<sup>72</sup> En total, el Reglamento 2018/1999/UE integra, simplifica o deroga más de 50 obligaciones específicas existentes de planificación, notificación y seguimiento del acervo en materia de energía y clima (integrando 31 y suprimiendo 23).

<sup>73</sup> Como indica Juli PONCE SOLÉ: *“Las nuevas corrientes intelectuales en Europa, siguiendo la estela de los EE.UU., insisten en la necesidad de incorporar al análisis legal y a la investigación jurídica una mayor preocupación por la actividad administrativa (que complemente la perspectiva tradicional, aunque limitada, de su control judicial) y una preocupación por las aportaciones del Derecho a la buena gestión pública. De ahí que la calidad normativa se vincule a los modernos conceptos de gobernanza y buena administración. Y que tal enfoque plantee retos en referencia a la epistemología y a la metodología en la investigación jurídica, en la que los análisis empíricos deberían ser de creciente importancia”*. Puede verse en PONCE SOLÉ, J., “¿Mejores normas?: Directiva 2006/123/CE, relativa a los servicios en el mercado interior, calidad reglamentaria y control judicial”, *Revista de Administración Pública*, nº 180, 2009, pp. 201-243.

de que un mismo comisario controlara la Dirección General de Energía y la Dirección General de Acción por el Clima; puesto que, en el contexto anterior, ambas Direcciones Generales competían entre sí, originando un esquema de producción de normas con frecuencia incoherente.

El instrumento de mayor relevancia en materia de gobernanza energética es el *plan nacional integrado de energía y clima*, el cual posee un marcado carácter transversal al abarcar las cinco dimensiones de la Unión de la Energía, a saber: descarbonización; energías renovables; eficiencia energética; seguridad energética; mercado interior de la energía; con mención aparte para la investigación, innovación y competitividad. A ello se añade que, en lo referente al aspecto temporal, los Estados miembros están obligados a presentar inicialmente un plan nacional integrado de energía y clima para el periodo 2021-2030, como tarde, el 31 de diciembre de 2019 y, posteriormente, cada diez años (art. 3.1 del Reglamento 2018/1999/UE).

En este sentido, la Comisión especificó en su comunicación sobre el Estado de la Unión de la Energía, de 18 de noviembre de 2015, que los planes nacionales integrados de energía y clima “*son herramientas esenciales para una mayor planificación estratégica en los ámbitos de la energía y el clima*”.

Asimismo, debe señalarse que los Estados miembros debían comunicar a la Comisión el proyecto de plan nacional integrado de energía y clima, a más tardar, el 1 de enero de 2018 y la Comisión, en su caso, podía dictar recomendaciones en relación con los proyectos de plan a los Estados miembros.

En el concreto caso de España, que presentó su proyecto (de manera extemporánea) el 22 de febrero de 2019, la Comisión formuló un total de ocho recomendaciones<sup>74</sup>. Comienza reconociendo que resulta “*gratificante el nivel de ambición que supone una cuota de energías renovables del 42 % para 2030 como contribución de España al objetivo de la Unión en materia de energías renovables*”. Y, a continuación, realiza varias recomendaciones entre las cuales destacamos: por una parte, la de “*estudiar más a fondo cómo deberían desarrollarse las medidas actuales*

---

<sup>74</sup> Vid. la Recomendación de la Comisión, de 18 de junio de 2019, sobre el Proyecto de Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de España para el período 2021-2030, C 2019 4409 final.



*para alcanzar sus objetivos de ahorro energético. Tales medidas deberán mejorar enormemente los actuales resultados de ahorro energético, y conviene tener debidamente en cuenta los desafíos que supone un salto tan significativo”; y, por otra, la de “integrar mejor los aspectos de una transición justa y equitativa, en particular facilitando más información detallada sobre las repercusiones sociales de las políticas, las medidas y los objetivos previstos y su incidencia en los ámbitos del empleo y de las capacidades. Más específicamente, el plan debe abordar las repercusiones en las regiones con un importante consumo de carbón y elevadas emisiones de carbono, e integrar la estrategia nacional para la transición energética. Incluir una evaluación específica de los problemas de pobreza energética, acompañada de eventuales objetivos conexos o políticas o medidas específicas”.*

El seguimiento de los planes nacionales integrados de energía y clima vendrá dado por los *informes de situación bienales* (arts. 17 y ss. del Reglamento 2018/1999/UE). A través de los citados informes, los Estados miembros comunicarán a la Comisión cuál es el grado de implementación de su plan nacional integrado. Para ello, el informe abarcará, de igual manera, cada una de las cinco dimensiones correspondientes a la Unión de la Energía.

El otro instrumento de relevancia que recoge el Reglamento 2018/1999/UE es el relativo a la *estrategia de bajas emisiones a largo plazo* con una perspectiva de 30 años (art. 15.1); si bien en la propuesta, de 23 de febrero de 2017, se preveía que la perspectiva fuera de 50 años. De cualquier modo, resulta de extraordinaria importancia que, por sus necesidades estructurales, se comience a planificar la política energética a largo plazo; pues, desafortunadamente, las políticas energéticas nacionales han estado subordinadas hasta la fecha a las vacilaciones partidistas de diferente signo político.

Es fundamental que esta estrategia guarde coherencia con los planes nacionales integrados de energía y clima (art. 15.6 del Reglamento 2018/1999/UE). Este instrumento presenta una clara vocación programática, condición necesaria para que adquiera validez de cara a retos futuros como el desarrollo sostenible, la transformación del modelo energético o la creación estructural de empleo. Y, cuestión no menos importante, servirá para que cada Estado miembro se vaya adaptando al cambio climático en función de los tiempos marcados por el Acuerdo de París.

Finalmente, el Reglamento 2018/1999/UE establece mecanismos de cooperación y apoyo entre los Estados miembros y la Unión (art. 41) y redefine las funciones de la Agencia Europea del Medio Ambiente (art. 42).

Consideramos, en suma, que el Reglamento 2018/1999/UE ofrece razones para la esperanza. Aporta instrumentos jurídicos de elevado interés a fin de que los Estados miembros puedan elaborar políticas energéticas nacionales serias en coordinación con una verdadera política energética común; evitando así que planteamientos cortoplacistas de toda índole, destacando los electoralistas, desconfiguren un sector estratégico como el energético.

#### **4. La adaptación de España a la transición energética: aprendiendo de los errores... o no**

##### **A) Planificando la transición mediante el Marco Estratégico de Energía y Clima**

##### **a) Cuando la ejecución de la política energética es improvisada y se aparta de la planificación previamente establecida: un fallo del Gobierno cuyo elevado coste aún seguimos pagando**

Como acaba de explicarse en relación con la nueva *gobernanza energética*, la planificación a medio plazo resulta fundamental para el éxito de un sector estratégico<sup>75</sup>. En este sentido, indica acertadamente Juan DE LA CRUZ FERRER que “*los mercados no se desarrollan en el vacío, necesitan instituciones públicas y seguridad jurídica y, sobre todo, la regulación requiere una política energética. Todo país necesita disponer de una política energética propia en función de sus circunstancias. Sin esa política*

---

<sup>75</sup> Entiéndase el término planificación “*en el sentido de cuantificación y acotación de implicaciones futuras de decisiones presentes y actuaciones subsiguientes, que conducirían a situaciones venideras probables aunque inciertas; este uso prospectivo define escenarios futuros a partir del presente más sus condicionantes de ruta y su práctica parece no sólo recomendable sino vital en sectores con cuantiosas inversiones a muy largo plazo*”. Vid. GOMEZ, A., DOPAZO, C., y FUEYO, N., “El ‘coste de no hacer’ planificación energética. El alto precio de la improvisación para el sector español de generación eléctrica y para los ciudadanos”. *Cuadernos de Energía*, núm. 50, (2016), p. 82.

*energética lo que se tienen son bandazos, improvisaciones, un caos regulatorio, inconsistencia e incoherencia*”<sup>76</sup>.

Así las cosas, debe reconocerse que España ha carecido en las últimas décadas de política energética; o, al menos, de una política energética que siguiera la planificación indicativa existente<sup>77</sup>. Nuestros políticos piensan con frecuencia en horizontes temporales electorales, no suelen ver más allá de los cuatro años. Toda acción de gobierno que no vaya a proporcionar un rédito electoral inmediato, se considera una inversión a fondo perdido; o, lo que es peor, un favor al partido político de signo opuesto en caso de no mantener el poder. Sin embargo, estos periodos resultan incompatibles con los plazos que se necesitan para diseñar una adecuada planificación energética, que deben situarse, según sea la urgencia e importancia de la cuestión abordada, en los quince, treinta e, incluso, cincuenta años.

En España los intereses partidistas de los distintos gobiernos nos han conducido a un modo de hacer política energética más entusiasta que cartesiano<sup>78</sup>. Los conservadores, por establecer una tarifa eléctrica inferior a los costes regulados, germen del elevadísimo déficit tarifario que tanto ha condicionado una década después la regulación del sector eléctrico y el autoconsumo. Y, los progresistas, por motivo del exagerado llamamiento a la inversión en energías renovables a través de un régimen retributivo especial que se ha demostrado del todo insostenible<sup>79</sup>.

---

<sup>76</sup> Vid. DE LA CRUZ FERRER, J.: “Planificación energética sostenible para la generación eléctrica”, en MORATILLA SORIA, B. Y., (coord.): *“Planificación energética sostenible para la generación eléctrica”*, Ed. Universidad Pontificia Comillas y Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI, Madrid, 2012, p. 50.

<sup>77</sup> GOMEZ, A., DOPAZO, C., y FUEYO, N., “El ‘coste de no hacer’ planificación energética... *op. cit.*, p. 86: “Aunque existió cierto nivel de ‘planificación’ indicativa en España, los responsables de la política energética decidieron ignorarla”.

<sup>78</sup> En este sentido, el propio José Luis RODRÍGUEZ ZAPATERO, presidente del Gobierno de España durante el señalado llamamiento a la inversión en energías renovables, reconocía en la presentación del informe “BP Statistical Review of World Energy” (2019) que “España tiene tendencia a originar burbujas”. Precizando, a continuación, que “en cuanto hay un sector donde existe expectativa de demanda, éste se incentiva y se prima, teniendo como riesgo inmediato la generación de una burbuja”.

Titular de la noticia: “Zapatero reconoce que durante su mandato se generó una burbuja en renovables”, (11 de julio de 2019), de ABC Economía.

Recuperado de:

[https://www.abc.es/economia/abci-zapatero-reconoce-durante-mandato-genero-burbuja-renovables-201907111252\\_noticia.html](https://www.abc.es/economia/abci-zapatero-reconoce-durante-mandato-genero-burbuja-renovables-201907111252_noticia.html)

<sup>79</sup> De un lado, “el ‘déficit de tarifa’ en 2012 ascendió a 5.600 M€, con una deuda acumulada, incluido el coste de su refinanciación, de 26.000 M€; a efectos ilustrativos, esta deuda es aproximadamente igual al coste anual total de la generación eléctrica” *Ibidem*, p. 83. Y, de otro lado, “el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 fijó un objetivo de 400 MW de solar fotovoltaica en 2010; la potencia

En esta línea, resulta muy ilustrativo el brillante análisis sobre los referidos *fallos del Gobierno* elaborado por Antonio GÓMEZ, César DOPAZO y Norberto FUEYO; un estudio cuyo valor añadido reside en el cálculo del coste económico derivado de tales fallos. Estiman que una planificación energética adecuada (y, muy en particular, una correcta ordenación del aumento de potencia instalada mediante ciclos combinados y tecnologías solares<sup>80</sup>) podría haber reducido las inversiones en el sector eléctrico español en 28.600 millones de euros, entre los años 2000 y 2012, sin que ello comprometiera la sostenibilidad ni la seguridad del suministro eléctrico, al tiempo que hubiera ofrecido precios más asequibles. Unos preocupantes datos que alertan sobre el riesgo de hacer una política energética improvisada<sup>81</sup>.

Se trata, en fin, de una concatenación de erradas decisiones políticas cuyo resultado ha sido: de un lado, la acumulación de un déficit tarifario que llegó a situarse en torno a los 26.000 millones de euros; y, de otro lado, una treintena de arbitrajes internacionales -pendientes de resolver- por razón de las reformas normativas adoptadas a fin de reducir drásticamente las ayudas a la generación de electricidad mediante el

---

*instalada al final de ese año ascendió a 3.921 MW, porque el Real Decreto 661/2007 estableció para esa tecnología una prima excesiva, sin definir simultáneamente una cuota de nueva potencia fotovoltaica remunerable con la misma. El ‘efecto llamada’ de esta burda política, hizo que en 2008 casi la mitad de toda la nueva potencia fotovoltaica mundial estuviera instalada en España. La inversión en instalaciones de energía solar fotovoltaica en 2010 se estimó en 15.000 M€. Los Reales Decretos ‘reactivos’ para enmendar este error proliferaron desde 2008; la reducción de primas con carácter retroactivo compromete la viabilidad económica de mucha potencia fotovoltaica instalada. Por otro lado, la inversión española en ‘hardware fotovoltaico’ se produjo en un momento en el que los precios eran altos; en 2013 el coste de la solar fotovoltaica se había reducido un 65 % con relación a 2008”. Ibidem, p. 85.*

<sup>80</sup> *“Las causas de la burbuja fotovoltaica, responsabilidad incuestionable del gobierno, no son muy diferentes de las de los ciclos combinados, imputables a los inversores privados. (...) El bajo precio del gas en 2004-2007 y los mercados operativos de emisiones de CO<sub>2</sub>, que favorecían el uso del gas frente al carbón, propiciaron la instalación, principalmente en esos años, de 26.900 MW de ciclos combinados. Se ignoraron los riesgos de la evolución de precios al alza para el gas y a la baja para el CO<sub>2</sub>, así como la caída de la demanda eléctrica. La inversión total estimada fue de alrededor de 20.700 M€2010. En 2007-2009 los precios y la demanda evolucionaron de la peor manera posible; además, la alta penetración de renovables provocó una reducción considerable del nicho térmico” Ibidem, p. 85.*

<sup>81</sup> *“El ‘coste de no hacer’ planificación energética es el incurrido al tomar decisiones equivocadas por ignorar las mejores proyecciones disponibles (aunque imperfectas) en el momento para definir la política adecuada. El ‘coste de no hacer’ se ha de distinguir del ‘coste de la crisis’ económica, debido a que las proyecciones de demanda fueron incorrectas porque la crisis no se podía anticipar” Ibidem, p. 86.*

aprovechamiento de fuentes de energía renovables -en particular, la solar- (cuyo coste podría ascender, aproximadamente, hasta los 7.500 millones de euros<sup>82</sup>).

**b) El Marco Estratégico de Energía y Clima: especial referencia al Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética, un instrumento de extraordinaria importancia**

En la actualidad, el Gobierno español aborda la transición energética planificando con seriedad: una determinación que, sin perjuicio de lo aprendido a raíz de los gravísimos fallos cometidos, viene impuesta por el Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima. Es por ello el Derecho de la Unión Europea, insistimos, la mayor garantía de la que disponemos en esta compleja travesía. El impulso, naturalmente, debe ser político; sin embargo, un Derecho sólido resulta imprescindible para dotar al proceso de una cierta coherencia y consistencia.

Así lo ha entendido, afortunadamente, el Ministerio para la Transición Ecológica; el único departamento ministerial, por cierto, que en lugar de ser “de” es “para”, lo cual resulta toda una declaración de intenciones<sup>83</sup>. De este modo el Ministerio, en línea con lo dispuesto en el Acuerdo de París y en el paquete normativo “*Energía limpia para todos los europeos*”, anunció en 2019 la elaboración del Marco Estratégico de Energía y Clima,

---

<sup>82</sup> “La cantidad que los inversores extranjeros reclaman a España en tribunales internacionales de arbitraje por los recortes a las energías renovables asciende a 7.566 millones de euros, aunque esta cantidad podría aumentar, ya que existen aún varias causas abiertas en las que el inversor aún no ha presentado demanda. Así consta en la respuesta dada por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital a los diputados de Unidos Podemos Rosa Martínez (Equo) y Josep Vendrell (En Comú), que España se enfrenta a demandas de hasta 7.566 millones por el recorte a las renovables que habían pedido al Gobierno los informes de la Abogacía del Estado sobre los litigios a los que se enfrenta a España por recortar la retribución a estas energías. El departamento que dirige Álvaro Nadal replica que no existen informes de la Abogacía del Estado que detallen la cuantía total de estas reclamaciones, aunque adjunta una relación con hasta 34 causas, y otras dos pendientes de presentación de demanda.”

Titular de la noticia: “España se enfrenta a demandas de hasta 7.566 millones por el recorte a las renovables”, (10 de noviembre de 2017), de *Europa Press*.

Recuperado de:

<https://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-espana-enfrenta-demandas-7566-millones-recorte-renovables-20171110115115.html>

<sup>83</sup> El Gobierno socialista presidido por Pedro SÁNCHEZ PÉREZ-CASTEJÓN cambio la denominación del anterior Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (en funcionamiento con esa estructura del 4 de noviembre de 2016 al 7 de junio de 2018), correspondiente a la primera mitad de la XII Legislatura, por la de Ministerio para la Transición Ecológica. Departamento ministerial que fue renombrado en 2020 por el propio Pedro SÁNCHEZ, al inicio de la XIV Legislatura, como Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

siendo tres los pilares en los que se sostiene: el Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, y la Estrategia de Transición Justa<sup>84</sup>.

Debemos destacar, a este respecto, que el Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética es un proyecto normativo extraordinariamente complejo por la heterogeneidad de su contenido. El Proyecto de Ley presenta un carácter marcadamente transversal, afectando por consiguiente a multitud de sectores económicos e industriales. Y, asimismo, incorpora un horizonte temporal muy ambicioso (hecho insólito en nuestra tradición político-energética) al recoger objetivos de cara al año 2030 y al año 2050. Además, interesa resaltar que el proyecto normativo combina contenidos esencialmente programáticos con mandatos genuinamente jurídicos.

Sería conveniente, cabe añadir, que el Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética fuera aprobado con una amplia mayoría parlamentaria; pues regula materias que, por razón de su trascendencia intergeneracional, exigen un pacto de Estado -siquiera implícito-.

Es relevante, no obstante, que algunas de las previsiones recogidas en el Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética han adquirido vigencia de manera anticipada por efecto del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban

---

<sup>84</sup> En virtud de lo dispuesto por los dos primeros apartados del artículo 24 del Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética: “1. La Estrategia de Transición Justa constituye el instrumento de ámbito estatal dirigido a la optimización de las oportunidades en la actividad y el empleo de la transición hacia una economía baja en emisiones de gases de efecto invernadero y a la identificación y adopción de medidas que garanticen un tratamiento equitativo y solidario a trabajadores y territorios en dicha transición. El Gobierno aprobará, cada cinco años, mediante Acuerdo de Consejo de Ministros, Estrategias de Transición Justa, a propuesta conjunta de los ministros para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico; de Trabajo y Economía Social; de Industria, Comercio y Turismo; de Agricultura, Pesca y Alimentación; de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana; y de Ciencia e Innovación, con la participación de las Comunidades Autónomas y a los agentes sociales. 2. La Estrategia de Transición Justa incluirá los siguientes contenidos: a) Identificación de colectivos, sectores y territorios potencialmente vulnerables al proceso de transición a una economía baja en emisiones de carbono. b) Análisis de las oportunidades de creación de actividad económica y empleo vinculadas a la transición energética. c) Políticas industriales, de investigación y desarrollo, de innovación, de promoción de actividad económica y de empleo y formación ocupacional para la transición justa. d) Instrumentos para el seguimiento del mercado de trabajo en el marco de la transición energética mediante la participación de los agentes sociales, como en las mesas de diálogo social. e) El marco de elaboración de los convenios de Transición Justa”.

medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica<sup>85</sup>. Nos referimos, fundamentalmente, a la temprana incorporación al ordenamiento jurídico que formulan los artículos 2 y 4 del Real Decreto-ley 23/2020: el primero de los preceptos se ocupa del régimen retributivo que se diseña para la nueva generación renovable -el cual se articula, concretamente, mediante subastas- (añadiendo, con tal propósito, un apartado 7 bis al artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico), sustituyendo el anterior modelo remuneratorio cuyos parámetros se remitían a los costes de inversión, operación y mantenimiento por otro que bascula en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía<sup>86</sup>; y, el segundo, prevé la existencia de algunos sujetos novedosos en el sistema eléctrico (titulares de instalaciones de almacenamiento, agregadores independientes y comunidades de energías renovables), añade algunas notas sobre la hibridación y contempla la posibilidad de que se establezcan bancos de pruebas regulatorios (denominados en inglés *sandboxes*) en los que se desarrollen proyectos piloto con el fin de facilitar la investigación e innovación en el ámbito del sector eléctrico.

---

<sup>85</sup> Nótese que, de una parte, el régimen retributivo de la nueva generación renovable contenido en el artículo 2 del Real Decreto-ley 23/2020 está también previsto en la disposición final segunda del Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética y, de otra parte, la incorporación de nuevos sujetos al sistema eléctrico recogida en el artículo 4 del Real Decreto-ley 23/2020 se corresponde con lo dispuesto en la disposición final primera del Proyecto de Ley.

<sup>86</sup> *“Aunque el riesgo asociado a los precios del mercado eléctrico pueda quedar mitigado en mayor o menor medida por la configuración económica del incentivo según lo apuntado, el riesgo asociado al volumen de energía generada persiste en todo caso. Por ello, los sistemas de apoyo directo a los precios frecuentemente se complementan con herramientas para garantizar que los adjudicatarios de las subastas tengan asegurada la venta de su producción (por ejemplo, a través de un ‘off-taker of last resort’ en Reino Unido). Sería conveniente valorar la introducción de mecanismos asimilables en el caso español, especialmente en un contexto de creciente penetración de la generación renovable no gestionable en el sistema. Por otro lado, la duración del periodo con derecho a retribución (por el momento, desconocida) también será determinante para la efectividad del nuevo marco: horizontes a mayor largo plazo reducen significativamente los riesgos de los proyectos y los costes asociados. Hipotéticamente, podría aventurarse un símil con la noción de vida útil regulatoria previsto para el régimen retributivo específico en la LSE. Sin embargo, se advierte que el trasplante de conceptos concebidos para un marco retributivo distinto, inherentemente vinculados a parámetros basados en la rentabilidad de las inversiones, tendría difícil encaje en el nuevo modelo enfocado hacia la producción. Con ello queremos subrayar la importancia de seguir una técnica normativa adecuada para facilitar la coexistencia de ambos regímenes retributivos, su integración en lo que sea posible y su separación en lo que sea necesario, a fin de evitar incongruencias que pudieran perjudicar severamente la eficacia, efectividad y estabilidad del nuevo sistema.”* VELA JUAN, E., “Reorientando las subastas de apoyo retributivo a proyectos renovables hacia los objetivos de transición energética”, *Lefebvre-El Derecho.com*, (25 de junio de 2020).

Recuperado de:

[https://elderecho.com/reorientando-las-subastas-apoyo-retributivo-proyectos-renovables-hacia-los-objetivos-transicion-energetica#\\_ftn8](https://elderecho.com/reorientando-las-subastas-apoyo-retributivo-proyectos-renovables-hacia-los-objetivos-transicion-energetica#_ftn8)

Más allá del anticipo contenido en la legislación de urgencia que acaba de citarse, el Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética recoge otras previsiones relacionadas con cuestiones de verdadero interés cuya incorporación al ordenamiento jurídico se producirá una vez finalice la correspondiente tramitación parlamentaria, a saber: la generación eléctrica en dominio público hidráulico (art. 6), la eficiencia energética y la rehabilitación de edificios (art.7); los aspectos de la transición energética vinculados a los combustibles (arts. 8 y ss.); la movilidad sin emisiones y el transporte, con especial referencia a la instalación de puntos de recarga eléctrica (arts. 12 y ss.); las medidas de adaptación a los efectos del cambio climático, cuyo contenido guarda un marcado carácter transversal (arts. 15 y ss.); las medidas de transición justa, donde destacan los llamados *convenios de transición justa* (arts. 24 y ss.); el impacto del cambio climático y la transición energética en el ámbito financiero y de la contratación pública (arts. 26 y ss.); así como una serie de medidas relativas a las sociedades que realizan actividades reguladas, tanto en lo relativo a su -elevado- nivel de endeudamiento como en lo relacionado con la toma de participaciones de grupos de sociedades designados como gestor de la red de transporte de electricidad y gas natural -en concreto, para extender el control sobre las adquisiciones realizadas por las sociedades matrices y las filiales del grupo que no participen en actividades reguladas- (asuntos recogidos, respectivamente, en las disposiciones finales tercera y sexta).

En cuanto a la planificación de la transición energética, el Proyecto de Ley alude a lo largo de su articulado a distintos instrumentos que debemos, al menos, señalar. En primer lugar, destacan las referencias que realiza a las dos grandes herramientas en las que se asentará la gobernanza energética y climática de las próximas décadas: son el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima<sup>87</sup> (art. 4) y la Estrategia de Descarbonización a 2050 (art.5), ambos presentes en el Reglamento (UE) 2018/1999, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima. En segundo lugar, hemos de mencionar tres instrumentos que -pese a recibir menor atención

---

<sup>87</sup> El artículo 4.1 del Proyecto de Ley define el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima como “*la herramienta de planificación estratégica nacional que integra la política de energía y clima, y refleja la contribución de España a la consecución de los objetivos establecidos en el seno de la Unión Europea en materia de energía y clima, de conformidad con lo establecido en la normativa de la Unión Europea en vigor*”, añadiendo que “*será aprobado por real decreto del Consejo de Ministros, a propuesta de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico*”.



mediática- serán relevantes en la planificación de la transición energética. Nos referimos concretamente a: el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático<sup>88</sup> (art. 15), los Planes Autonómicos de Energía y Clima<sup>89</sup> (art. 34) y la Estrategia de Planificación Climática Internacional<sup>90</sup> (disposición adicional tercera).

Finalmente, cabe señalar que el Proyecto de Ley prevé, igualmente, la creación de un Comité de Expertos de Cambio Climático y Transición Energética<sup>91</sup> (art. 33). Este Comité no debe confundirse con la Comisión creada, con carácter previo, por el anterior Gobierno. En concreto, el 7 de julio de 2017, el Consejo de Ministros del Gobierno popular acordó la creación de una Comisión de Expertos con la misión de elaborar un informe en el que se realizaran propuestas que permitieran contribuir a la definición de la estrategia española para la transición energética. El Acuerdo estableció lo siguiente: *“la Comisión de Expertos deberá remitir al Gobierno, a través del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, un Informe que analice las posibles propuestas de política energética, el impacto medio ambiental, las alternativas existentes y su correspondiente coste económico y la estrategia necesaria para cumplir los objetivos [en materia de*

---

<sup>88</sup> Según el artículo 15.1 del Proyecto de Ley: *“El Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) constituye el instrumento de planificación básico para promover la acción coordinada y coherente frente a los efectos del cambio climático en España. Sin perjuicio de las competencias que correspondan a otras Administraciones Públicas, el PNACC define los objetivos, criterios, ámbitos de aplicación y acciones para fomentar la resiliencia y la adaptación frente al cambio climático e incluirá la adaptación frente a impactos en España derivados del cambio climático que tiene lugar más allá de las fronteras nacionales”*.

<sup>89</sup> De acuerdo con lo dispuesto por el artículo 34 del Proyecto de Ley: *“A partir del 31 de diciembre de 2021 las comunidades autónomas deberán informar en la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático de todos sus planes de energía y clima en vigor. Dichos planes podrán consistir en un documento específico que recoja tanto las medidas adoptadas, como las medidas que prevean adoptar, en materia de cambio climático y transición energética, coherentes con los objetivos de esta Ley”*.

<sup>90</sup> En virtud de la disposición adicional tercera del Proyecto de Ley: *“Mediante Acuerdo del Consejo de Ministros se adoptará una Estrategia de financiación climática internacional, como instrumento de planificación con los siguientes objetivos: a) Dar cumplimiento de los compromisos de financiación climática internacional del Reino de España, b) Asegurar que la acción desarrollada por la Cooperación Española es coherente con los objetivos de lucha contra el cambio climático e integra la agenda del clima y los Objetivos de Desarrollo Sostenible, incorporando estos principios en su marco normativo y de planificación, c) Aprovechar las oportunidades de cooperación e inversión en países en desarrollo orientadas a hacer frente al cambio climático y de acuerdo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, e d) Introducir la consideración del cambio climático y de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, de manera coordinada en los distintos instrumentos de financiación internacional y apoyo a la internacionalización de la empresa”*.

<sup>91</sup> Recoge el artículo 33.1 del Proyecto de Ley que *“se crea el Comité de Expertos de Cambio Climático y Transición Energética como órgano responsable de evaluar y hacer recomendaciones sobre las políticas y medidas de energía y cambio climático, incluidas las normativas. A tal fin, elaborará anualmente un informe que será remitido al Congreso de los Diputados y sometido a debate en el mismo, con la participación del Gobierno”*.

*energía y clima] de la forma más eficiente, garantizando la competitividad de la economía, el crecimiento económico, la creación de empleo y la sostenibilidad ambiental”*. El fruto fue, en nuestra opinión, la publicación de un interesantísimo informe cuya lectura recomendamos vivamente.

En suma, nos hallamos ante un conjunto de proyectos normativos y planes que sorprendía a propios y extraños por ser más ambicioso, incluso, que lo dispuesto por la Unión Europea para 2030. Además, debe señalarse que, el 21 de enero de 2020, fue aprobada por el Consejo de Ministros la *“Declaración de Emergencia Climática y Ambiental en España”* con el fin de combatir los efectos del calentamiento global a través de políticas transversales. Una declaración que, si bien no guarda una trascendencia jurídica relevante, sí muestra una firme posición política.

**c) El margen de las Comunidades Autónomas para planificar y legislar la transición energética a la luz de la doctrina constitucional**

Debe señalarse, por último, que existen algunas leyes autonómicas que tratan de acelerar los tiempos de la transición energética<sup>92</sup>. Sin embargo, atendiendo a la reciente doctrina constitucional recaída sobre la materia, el margen que poseen las Comunidades Autónomas para legislar al respecto es estrecho.

En este sentido, presenta un elevado interés el FJ 10 de la STC 87/2019, de 20 de junio, por la que se resuelve un recurso de inconstitucionalidad interpuesto por el presidente del Gobierno contra diversos preceptos de la Ley 16/2017, de 1 de agosto, de cambio climático aprobada por el Parlamento de Cataluña. El Tribunal Constitucional declaró lo siguiente en relación con la participación autonómica en la regulación y planificación de la transición energética de conformidad con el orden constitucional de distribución de competencias:

---

<sup>92</sup> Véanse, entre otras: la Ley 8/2018, de 8 de octubre, de medidas frente al cambio climático y para la transición hacia un nuevo modelo energético en Andalucía; la Ley 4/2019, de 21 de febrero, de Sostenibilidad Energética de la Comunidad Autónoma Vasca; la Ley 10/2019, de 22 de febrero, de cambio climático y transición energética aprobada por el Parlamento de las Islas Baleares; o la Ley 16/2017, de 1 de agosto, del cambio climático aprobada por el Parlamento de Cataluña (habiéndose iniciado en diciembre de 2019 la tramitación de la Ley de la Transición Energética de Cataluña y de transformación del Instituto Catalán de Energía en la Agencia Catalana de Energía). No obstante, su nivel de implementación ha sido escaso hasta la fecha.

*“Perseguir ‘la transición energética hacia un modelo cien por cien renovable, desnuclearizado, descarbonizado y neutro en emisiones de gases de efecto invernadero’ (art. 19, apartados primero y segundo) no pasa de ser una directriz programática constitucionalmente legítima, amparada en los arts. 45 CE y 27 y 46 EAC (derecho a un medio ambiente adecuado y desarrollo sostenible) que por sí sola no vulnera competencias estatales. Sin embargo, este art. 19 va más allá de esta directriz e impone objetivos concretos, detallados, a término, mensurables y por tanto vinculantes, como los ya señalados de cerrar las centrales nucleares en 2027 velando por la preservación de los puestos de trabajo directo, reducir el consumo de energía un 2 % anual para llegar como mínimo al 27 % en el año 2030 y el consumo de combustibles fósiles al 50 % en 2030 y a cero en 2050.*

*Este fin —la transición a un modelo energético cien por cien renovable— señalado a término (2050), con el añadido de los hitos intermedios mencionados, es contrario a las bases estatales, pues no se encuentra recogido en ellas (aunque sí figuraba en la proposición de ley núm. 122-000265 y en el segundo de los anteproyectos de ley de cambio climático y transición energética del que el Consejo de Ministros ‘tomó nota’ en su reunión del 22 de febrero de 2019, mencionados en el fundamento jurídico 5). Las normas actualmente vigentes prevén, de hecho, un sistema energético enteramente opuesto en el que se admite el uso de combustibles fósiles y la energía nuclear, y que no aparece sujeto a plazo. (...)*

*La contradicción efectiva e insalvable entre estas normas estatales básicas y los objetivos concretos y a término señalados en el art. 19, apartados primero, letras a) y c), y segundo a), de la Ley del cambio climático de Cataluña hacen que éste no pueda considerarse un ejercicio legítimo de la competencia en materia de protección del medio ambiente (arts. 149.1.23 CE y 144 EAC). En primer lugar, porque los preceptos autonómicos citados contradicen abiertamente, hasta negarlas, esas determinaciones básicas del modelo energético establecidas por el Estado (admisibilidad de combustibles fósiles y de energía nuclear). En segundo lugar, porque una ‘transición energética’ tan importante, diseñada con el detalle de los preceptos mencionados, excede con mucho la perspectiva estrictamente medioambiental y aun energética, y no puede perder de vista las variadas implicaciones que trae consigo la alternativa al modelo vigente en materia económica, de reestructuración o reconversión industrial, empleo, cohesión territorial, competitividad de las empresas, formación de trabajadores, educación, etcétera,*

*intereses todos ellos cuya tutela encuentra acomodo en otros títulos competenciales de la Constitución y los Estatutos de Autonomía que por fuerza deben entenderse igualmente concernidos e implicados en la decisión. Y finalmente, porque el nivel de coordinación exigido y de recursos que deben ser movilizados por los poderes públicos para poder alcanzar o aproximarse a los objetivos señalados, y los efectos de la transformación pretendida, exceden con mucho el ámbito territorial y el poder de decisión de una Comunidad Autónoma, o lo que es lo mismo, sus ‘intereses’ exclusivos.*

*Por todo lo anterior debe concluirse que no pueden las Comunidades Autónomas decidir libre, aislada e individualmente si, y en su caso cómo, afrontan esta ‘transición energética’, y la fecha en que debe conseguirse ésta, a modo de dies ad quem. Solo el Estado se encuentra en la posición y tiene las herramientas para decidir y planificar esa transformación. No solo por tener encomendadas las competencias ya señaladas de los núms. 13, 23 y 25 del art. 149.1, sino por la necesaria coordinación con los restantes Estados miembros de la Unión Europea y con la propia Unión, con competencia en la materia, pues en un espacio sin fronteras interiores y libre circulación de mercancías, servicios personas y capitales (art. 26.2 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea) solo actuando de manera conjunta puede afrontarse esa transformación.”*

#### **B) Las solicitudes de acceso y conexión a las redes de electricidad para nueva generación renovable: ¿ante otra burbuja verde?**

Las loables pretensiones de la Estrategia Marco antes comentada serán aplaudidas siempre que se acompañen de las debidas dosis de prudencia; recuérdese, pues, el elevado coste generado por la ambición desmedida hace sólo una década.

A este respecto, comienza a preocupar en el sector eléctrico la “burbuja” que se está creando en torno a la solicitud de permisos de acceso y conexión a las redes eléctricas para nueva generación renovable. Una problemática cuyo tratamiento jurídico se recoge en la Propuesta de Circular 4/2020, de acceso y conexión de instalaciones de producción de energía eléctrica, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). La finalidad de la norma consiste en maximizar el acceso a las redes y evitar conductas de acaparamiento; pues, no se olvide, las redes son el bien más escaso del sector eléctrico.

Es significativo, en este asunto, que la propia CNMC reconozca en la Exposición de Motivos de la Propuesta de Circular que *“se ha optado por limitar el alcance del texto al acceso y conexión de los productores, dejando el tratamiento específico de consumidores y distribuidores para otra Circular. El principal motivo para acometer en primer lugar las especificidades propias de las instalaciones de generación es el gran volumen de solicitudes de acceso de este tipo que se han acumulado en los últimos años, hasta el punto de saturar la práctica totalidad de los nudos de transporte —y gran parte de la red de distribución de más alta tensión— en las zonas donde existe disponibilidad de recurso eólico o solar. Es prioritario ordenar y dar un horizonte de factibilidad al elevado número de proyectos propuestos, máxime en el marco de un esfuerzo nacional y comunitario sin precedentes para alcanzar unos ambiciosos objetivos de penetración de energías renovables”*.

Una cuestión cuya resolución es, cuanto menos, compleja. Según el Borrador del PNIEC 2021-2030 elaborado por España, *“en 2016 se convocó la primera subasta para la asignación del régimen retributivo específico de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular; a partir de entonces, se han llevado a cabo dos subastas más y como resultado, se han asignado 9.292,4 MW de nueva potencia renovable”*. Quiere decirse, pues, que sólo el incremento de capacidad renovable desde 2016 es superior al total de potencia nuclear instalada: 7.117 MW.

Además, el PNIEC prevé para el año 2030 una potencia total instalada en el sector eléctrico de 157.000 MW, siendo la capacidad disponible en 2019 de 106.000 MW<sup>93</sup>. Si a estos datos añadimos que la punta de demanda histórica en España fue de 45.450 MW, registrada el 17 de diciembre de 2007, resulta inquietante que, de los más de 200.000 MW

---

<sup>93</sup> A 31 de octubre de 2019, según los datos ofrecidos por Red Eléctrica de España (REE), las distintas tecnologías instaladas en el sistema eléctrico tenían la siguiente capacidad: hidráulica (17.083 MW); bombeo puro (3.329 MW); nuclear (7.117 MW); carbón (9.683 MW); fuel+gas (2.447 MW); ciclo combinado (26.284 MW); hidroeléctrica (11 MW); eólica (24.691 MW); solar fotovoltaica (6.544 MW); solar térmica (2.304 MW); térmica renovable/otras renovables (928 MW); térmica no renovable/cogeneración (5.691 MW); residuos no renovables (490 MW); residuos renovables (160 MW). En suma, se alcanzaron los 106.764 MW con un total de 14 tecnologías distintas.

solicitados a 31 de diciembre de 2019, Red Eléctrica de España (REE) haya autorizado la mitad.

## FIGURA 1.1

### Solicitudes de acceso y conexión para generación renovable

#### Estado del acceso y conexión de la generación renovable eólica y solar fotovoltaica (Acumulado a 31/12/2019)



Fuente: Red Eléctrica de España (2019)

La problemática señalada suscita, al menos, dos preocupaciones. A corto plazo, que haya solicitudes -con ánimo especulativo<sup>94</sup>- sin un proyecto industrial subyacente que impidan el desarrollo de proyectos locales y de pequeño tamaño; cuestión que trata de

<sup>94</sup> “A lo largo de este último año, las renovables clamaban por que se acabara con la especulación en la compra de puntos de acceso y conexión para las redes eléctricas. Esa subida sin control de los precios tenía que ver con un exceso de demanda de solicitudes, pero también con la participación de especuladores que estaban distorsionando el mercado. De hecho, a finales de 2019, las solicitudes cuadruplicaban los objetivos marcados por el Gobierno para nueva capacidad renovable a 2030 (más de 203.000 MW de potencia conjunta) y consiguieron el permiso más de 102.000 MW. Esta tendencia hubiera seguido así en estos meses si no fuera por el coronavirus, pese al gran daño que está ocasionando a la sociedad y a la economía en general. El COVID-19 ha servido para solucionar un problema que se esperaba que lo hiciera un Real Decreto que no ha terminado de llegar. Según ha podido saber este diario de fuentes del sector «hay un efecto de deflación de los precios porque muchos de los proyectos que se pretendían llevar a cabo se han paralizado». «Se podría hablar de pinchazo de la burbuja especulativa por el coronavirus, pero también ha ayudado REE, encargada de gestionar las solicitudes para conectarse a la red de alta tensión, cuando meses atrás empezó a aumentar las exigencias para las peticiones de enganche a la red», explican las mismas fuentes, «gracias a ello consiguió frenar un poco la escalada de precios, ya que hace solo cuatro meses, se estaban ofreciendo puntos de acceso y conexión entre 100.000 y 250.000 euros por megavatio de potencia del proyecto, en función del grado del proceso de solicitud». «Tanto es así, que antes del coronavirus pedíamos información para comprar puntos de acceso y nos los vendían por 180.000, 200.000 y hasta 250.000 euros/MW, y ahora es todo lo contrario», explican otras fuentes, «ahora nos llaman para ofrecernos los mismos puntos de conexión por 50.000 o 70.000 euros/MW».”

Titular de la noticia: “El COVID-19 acaba con la especulación de los puntos de acceso y conexión para los nuevos proyectos de renovables”, (21 de abril de 2020), de *El Periódico de la Energía*.

Recuperado de:

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-covid-19-acaba-con-la-especulacion-de-los-puntos-de-acceso-y-conexion-para-los-nuevos-proyectos-de-renovables/>

solucionar la Propuesta de Circular 4/2020, así como la disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 15/2018 que, bajo el título *“Medidas destinadas a asegurar la finalización de los proyectos de producción con derecho de acceso a la red”*, se encarga de restringir en su apartado quinto la transferencia de permisos a instalaciones distintas a la original para la que fueron concedidos. Y, a medio plazo, que la nueva capacidad renovable supere notablemente la cuantía prevista en el PNIEC 2021-2030, lo que nos conduciría una vez más a escenarios indeseados donde la política energética se desviaría notablemente de la planificación previamente elaborada.

A todo ello debe añadirse, por si fuera poca la complejidad de la situación, otras dos dificultades sobrevenidas. De un lado, el significativo aumento de expedientes de reclamación recibidos por la CNMC contra las denegaciones de REE (en torno a 130 durante el 2019, siendo lo normal que el organismo que vela por la defensa de la competencia no recibiera anualmente más de 40). Y, de otro lado, que existan serias discrepancias entre el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y la CNMC sobre la atribución competencial de la materia, considerando el referido departamento ministerial en su informe sobre la Propuesta de Circular que *“corresponde regular al Gobierno, mediante Real Decreto (...) el marco general del procedimiento de otorgamiento de los permisos de acceso y conexión, el principio general de otorgamiento del acceso (cronológico u otros), la posibilidad de establecer otros mecanismos de asignación de capacidad (p.ej, subastas) y la posibilidad de realizar hibridaciones entre diversas tecnologías. Adicionalmente, se considera que también son competencia del Gobierno los siguientes aspectos incluidos en el ámbito de la propuesta de Circular: el establecimiento de hitos administrativos de avance que deberá acreditar el titular de un permiso de acceso y conexión para evitar la caducidad del mismo y los criterios para evaluar si una instalación es la misma a los efectos de los permisos de acceso y conexión”*. Pese a ello, el Ministerio comenzó el informe con el siguiente reconocimiento: *“El Ministerio valora positivamente, con carácter general, la propuesta de circular remitida por la CNMC, compartiendo el diagnóstico de la situación, las motivaciones para la actuación normativa y el enfoque general de la propuesta”*. De manera que fueron básicamente los aspectos competenciales los que provocaron la convocatoria de la Comisión de Cooperación prevista en el artículo 2 del Real Decreto-ley 1/2019.

Un preocupante escenario del que se ha ocupado, con carácter de urgencia, el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. El exponencial aumento de solicitudes provocado por la burbuja especulativa<sup>95</sup> es tan relevante que los datos ofrecidos por REE (*cfr.* Figura 1.1), en tan sólo un semestre, han quedado ampliamente superados -no tanto en relación con el acceso concedido, pero sí en lo referido al acceso solicitado en estado de trámite-<sup>96</sup>. Por ello, el Real Decreto-ley 23/2020 emprende una reforma estructural en los criterios de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución, lo que dota a la norma con rango legal de una elevada importancia estratégica para el sector eléctrico; pues de su grado de eficacia dependerá, en buena medida, que la ejecución de la política energética nacional no vuelva a desviarse notablemente respecto de lo planificado. Un *fallo del Gobierno* con elevadísimo coste que no se puede permitir de nuevo.

En este sentido, la disposición final octava del Real Decreto-ley 23/2020 establece que el Gobierno y la CNMC deberán aprobar, en el plazo máximo de tres meses, las disposiciones reglamentarias necesarias para el desarrollo y ejecución -en el ámbito de sus competencias- del artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, encargado de regular el acceso y conexión a las redes eléctricas. Es por ello que se ha autorizado, previo Acuerdo del Consejo de Ministros, la tramitación administrativa urgente (mecanismo previsto en el artículo 27.1.b de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno) del Proyecto de Real Decreto por el que se regula el procedimiento y los

---

<sup>95</sup> La Exposición de Motivos del Real Decreto-ley 23/2020 recoge, sobre la aparición de una burbuja especulativa, la siguiente reflexión: *“más allá de lo desmesurado de las cifras expuestas, existen fundados indicios adicionales que ponen de manifiesto el eventual componente especulativo de buena parte de las solicitudes, como son:(...) En un elevado número de casos, una vez obtenido el permiso de acceso, los titulares del mismo no han solicitado los permisos de conexión, lo que en muchos casos es debido a la inexistencia un proyecto real o a una falta de madurez del mismo. De los aproximadamente 110.000 MW que disponen de permiso de acceso, más del 60 % no dispone aún de permiso de conexión”*.

<sup>96</sup> A este respecto, la Exposición de Motivos del Real Decreto-ley 23/2020 señala que *“la regulación que se propone en el ámbito del acceso está justificada por las circunstancias de extraordinaria y urgente necesidad que se explican a continuación. En la actualidad existe un elevado volumen de solicitudes de acceso y conexión en trámite presentados en los últimos 16 meses de más de 430.000 MW de potencia de nueva generación con avales depositados y, de estos, más de 136.000 MW con acceso concedido. El ritmo de nuevas solicitudes se ha ido incrementando de forma exponencial en los últimos meses y continúa siendo muy elevado, con cifras cercanas a los 30.000 MW solicitados cada mes”*.



criterios generales de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución eléctricas<sup>97</sup>.

Así pues, el texto del Proyecto de Real Decreto de acceso y conexión ahonda en la línea marcada por el Real Decreto-ley 23/2020. Destacan, entre las medidas previstas, las siguientes: el establecimiento de un procedimiento único para la obtención de los permisos de acceso y conexión, donde el gestor de la red actúa como punto de contacto -con independencia de que sea o no el titular de la red donde se solicita la conexión-; se introduce un procedimiento simplificado -para determinados niveles de tensión- en el que los tiempos se ven reducidos a la mitad; se regula la posibilidad de organizar -mediante orden ministerial- concursos para el otorgamiento de permisos de acceso en nudos concretos de la red de transporte (para: nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica que utilicen fuentes renovables, nuevas instalaciones de almacenamiento, o bien, una combinación de ambas); la opción de realizar proyectos de hibridación de las instalaciones de generación existentes empleando el mismo punto de conexión y la capacidad de acceso ya concedida; la eliminación -con algunas excepciones de carácter transitorio- del interlocutor único de nudo; así como el uso compartido, en determinados supuestos -aun sin que se comparta la titularidad-, de las infraestructuras de evacuación.

Nótese, en relación con las novedades apuntadas, que muchas de ellas se recogen en las disposiciones finales y transitorias del Proyecto de Real Decreto; lo que pone de manifiesto, como ya se advirtiera al comienzo del presente capítulo, la importancia del Derecho en las transiciones. Un fenómeno que, observado desde un prisma estrictamente jurídico, nos conduce a la constatación de un Derecho de la Energía en transición. Lógica que obedece a la natural interacción entre la realidad ordenadora y la ordenada, puesto que, si el ordenamiento jurídico no transita en paralelo -entiéndase esta expresión como una dilación razonable que permita el conocimiento de la correspondiente innovación- a

---

<sup>97</sup> Como el propio Proyecto de Real Decreto reconoce en su Preámbulo, “*si bien han transcurrido varios años desde su promulgación, el desarrollo reglamentario del referido artículo 33 de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, hasta este momento aún no se había producido. Esto supone, de acuerdo con lo establecido en la disposición transitoria undécima de la citada Ley 24/013, de 26 de diciembre, que, hasta la aprobación de este real decreto, el artículo 33 relativo al acceso y conexión, no hubiera entrado en vigor*”. Un hecho -fruto de la negligencia concatenada de los diferentes Gobiernos- muy preocupante, pues ha derivado en una regulación incompleta y desactualizada; escenario propicio para el crecimiento de la señalada burbuja.

la materia objeto de ordenación, se produciría un vacío regulatorio nefasto para el correcto desarrollo del proceso.

En definitiva, consideramos que el periodo en el que nos adentramos encuentra en el nuevo sistema de gobernanza europeo y la consecuente planificación a nivel nacional el mayor motivo de esperanza. Una gobernanza que implica por vez primera la existencia de una auténtica política energética común por parte de la Unión Europea; siendo esencial para su éxito la configuración de una arquitectura, como indica el propio Reglamento 2018/1999/UE en su considerando (14), que esté “*anclada en el Derecho*”.

Sin embargo, existen aspectos problemáticos, como son los relacionados con las solicitudes de permisos para el acceso y conexión de nueva generación renovable, que han de ser resueltos coordinadamente por el Ministerio, la CNMC y REE; dado que una tecla en mal estado puede desafinar el piano.

Dicho lo cual, conviene concluir siguiendo de nuevo a los profesores GÓMEZ, DOPAZO y FUEYO, quienes consideran que “*una importante lección aprendida es que la planificación energética requiere para triunfar una política comprometida. Se ha demostrado que el seguimiento de los planes nacionales habría ahorrado costes a los usuarios finales y evitado la incertidumbre regulatoria y la preocupación de los inversores. Se ha demostrado que subordinar la definición de una política energética a objetivos cortoplacistas es muy caro. La imprecisión de las proyecciones de demanda de energía final y de evolución tecnológica se usa a veces como una razón para no planificar; pero se ha demostrado que para España el seguimiento de un plan imperfecto habría sido menos caro que no seguir ninguno*”<sup>98</sup>. Una acertada reflexión que aumenta, si cabe, la esperanza depositada en el novedoso sistema de gobernanza energética y en el Marco Estratégico de Energía y Clima.

---

<sup>98</sup> *Ibidem*, p. 91.



## **SEGUNDA PARTE**

### **LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA COMO NUEVO PARADIGMA**



## CAPÍTULO II. BASES CONCEPTUALES DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

### 1. Un nuevo escenario: la digitalización del sector eléctrico

Las nuevas tecnologías están alcanzando un grado de desarrollo que, hace tan sólo unos años, hubiera sido inimaginable. Aparecen, con una frecuencia cada vez mayor, innovaciones tecnológicas de naturaleza disruptiva; es decir, que cambian por completo los modelos de producción y consumo hasta ahora conocidos.

En palabras de Klaus SCHWAB, puede afirmarse que estamos en presencia de la *Cuarta Revolución Industrial*. Afirmación que sostiene en las siguientes causas<sup>99</sup>:

- a) *Velocidad*: al contrario de lo que sucedía en las anteriores revoluciones industriales, la actual está avanzando a un ritmo, no lineal, sino exponencial. Es, en definitiva, el resultado de un mundo profundamente interconectado.
- b) *Amplitud y profundidad*: se basa en un proceso de digitalización y combina múltiples tecnologías que provocan cambios de paradigma en los modelos de negocio y en las relaciones personales. A decir de Klaus SCHWAB, la Cuarta Revolución Industrial no está cambiando únicamente el *qué* y el *cómo*, sino el *quiénes somos*.
- c) *Impacto de los sistemas*: nos hallamos ante la transformación de complejos sistemas entre (y dentro de) las empresas, las industrias y los países. Es decir, se están produciendo simultáneamente una serie de profundos cambios en las formas de organizarse y relacionarse.

Estamos presenciando el inicio de un cambio cuya profundidad alcanza a la forma en que las personas trabajan y consumen. La revolución tecnológica afecta a la sociedad como colectivo y a la persona como individuo. Tal es así que el propio concepto de *persona* y el de *identidad* pueden llegar a disociarse por la coexistencia de los entornos físico y digital<sup>100</sup>.

---

<sup>99</sup> Cfr. SCHWAB, K., *La Cuarta Revolución Industrial*, Debate, Barcelona, 2016, p. 15.

<sup>100</sup> Vid. el brillante estudio de José Luis PIÑAR sobre el tema. En él reflexiona, entre otras cuestiones, acerca de cómo el entorno digital puede alterar el concepto de persona y de identidad. PIÑAR MAÑAS, J.L., “Identidad y persona en la sociedad digital”, en DE LA QUADRA-SALCEDO, T. y PIÑAR MAÑAS,

Se distingue con nitidez, pues, *cuáles* van a ser los actores protagonistas en el nuevo escenario: de un lado, la sociedad y, de otro, la digitalización. Ahora bien, la incertidumbre recae sobre *cómo* se ordenará la *sociedad digital*; cuestión que debe ser resuelta desde el Derecho y la ética. La Cuarta Revolución Industrial, por consiguiente, no debe entenderse como un factor exógeno al ser humano; sino como una gran ocasión para que los modelos sociales que resulten de las diferentes innovaciones tecnológicas terminen potenciando los valores y la dignidad de la persona<sup>101</sup>.

Sirva de ejemplo, en el ámbito energético, cómo el cambio climático exige que la sociedad cubra sus necesidades económicas de manera más inteligente y sostenible; objetivo que, gracias a las nuevas tecnologías, estamos en disposición de lograr. Sin ellas, innovaciones como el autoconsumo, la movilidad eléctrica u otras actividades que puedan implicar un uso eficiente de la energía, resultarían simple utopía.

La digitalización, en relación con la transformación de la industria eléctrica, es definida por la consultora internacional *Bloomberg* como “*el proceso consistente en conectar distintos dispositivos a través de las telecomunicaciones, recopilando y*

---

J.L. (dir.), *Sociedad digital y Derecho*, Ed. Boletín Oficial del Estado (BOE), Madrid, 2018, pp. 95-111: “*La identidad a que vengo refiriéndome se construye fundamentalmente en el entorno de la realidad física. Pero puede asimismo trasladarse al entorno digital. En éste, en efecto, confluyen elementos que configuran tanto la identidad que cada uno quiere o pretende darse como la que se otorga. Lo que ocurre es que en el entorno digital la heteroformación de la identidad depende de factores que no siempre operan en el mundo físico o lo hacen de un modo muy diverso. Pues en el entorno digital las posibilidades de conformar desde fuera del propio sujeto su identidad y con ello su personalidad son sin duda mucho más numerosas, y cualitativamente diversas*”. A continuación, concluye que: “*La identidad es del ser humano, no de la máquina. Es de la persona. Esta afirmación, que parecería obvia, no lo es tanto, y menos lo será en el futuro*”.

<sup>101</sup> Vid. la magistral reflexión realizada al respecto por DE LA QUADRA-SALCEDO, T., “Retos, riesgos y oportunidades de la sociedad digital”, en DE LA QUADRA-SALCEDO, T. y PIÑAR MAÑAS, J.L. (dir.), *Sociedad digital... op. cit.*, p. 65-66: “*La sociedad digital puede acabar provocando la puesta a disposición de unos pocos de unos instrumentos formidables de poder, dominación y control, incompatibles con los valores y principios superiores de nuestro ordenamiento: la libertad, la justicia, la igualdad y el pluralismo político. Lo que para algunos, según se ha visto, es la tierra prometida del sometimiento a máquinas infalibles que dirijan la vida de los ciudadanos, no es sino una directa contradicción con los principios esenciales sobre los que descansa nuestro pacto social. (...) el modelo de un supuesto mundo feliz donde las máquinas y la inteligencia artificial sustituyan al ser humano, no se compadece con los valores superiores de nuestra convivencia, ni con la dignidad de la persona humana y los derechos fundamentales que le son inherentes. Eso no supone que las máquinas y la inteligencia artificial no deban ser un poderoso medio para construir un mundo mejor y más justo, en el que los ciudadanos puedan lograr un más perfecto desarrollo de su personalidad y llevar a su plenitud la democracia. Las máquinas transforman los datos en informaciones accesibles y enormemente aprovechables, pero su empleo sólo corresponde al conocimiento humano que es capaz de ponderar los juicios últimos morales y de valor*”.

*compartiendo información, para, finalmente, analizar los datos obtenidos y así mejorar la operación del sistema*”<sup>102</sup>.

En el escenario de la digitalización, impulsado decisivamente por la Cuarta Revolución Industrial, están adquiriendo una trascendencia creciente innovaciones como: el Internet de las Cosas<sup>103</sup>, el *Big Data* o el *Blockchain*, las cuales pueden enmarcarse en el contexto de la Inteligencia Artificial (IA). Son, todas ellas, tecnologías disruptivas que posibilitan la prestación de nuevos servicios con costes marginales muy reducidos. Las plataformas digitales permiten, incluso, que el activo necesario para la prestación del servicio no sea propiedad de la empresa prestadora del mismo<sup>104</sup>.

El sector eléctrico, en concreto, muestra una especial sensibilidad ante la aplicación de las nuevas tecnologías. Se trata de una industria que, desde su origen, se ha visto condicionada por razón de una serie de circunstancias físicas: la imposibilidad de almacenar electricidad en grandes cantidades, la compleja interacción de los electrones o la necesidad de operar con infraestructuras en red; contexto que, lógicamente, ha influido de forma muy significativa en su régimen jurídico y económico.

La industria eléctrica, naturalmente, ha observado cómo la tecnología empleada en su cadena de valor ha evolucionado de forma notable durante el último siglo. Se ha tratado de una evolución tecnológica que ha permitido una mejora sustancial en la eficiencia y la seguridad de las instalaciones sin llegar a provocar profundas alteraciones en su esquema funcional. En los últimos años, sin embargo, la trascendencia de los avances tecnológicos y la elevadísima velocidad con la que éstos van llegando está alumbrando, ahora sí, una radical transformación en la cadena de valor del sector eléctrico.

---

<sup>102</sup> Informe publicado por la consultora internacional Bloomberg con el título “*Digitalization of Energy Systems*”, el 6 de noviembre de 2017, p. 3.

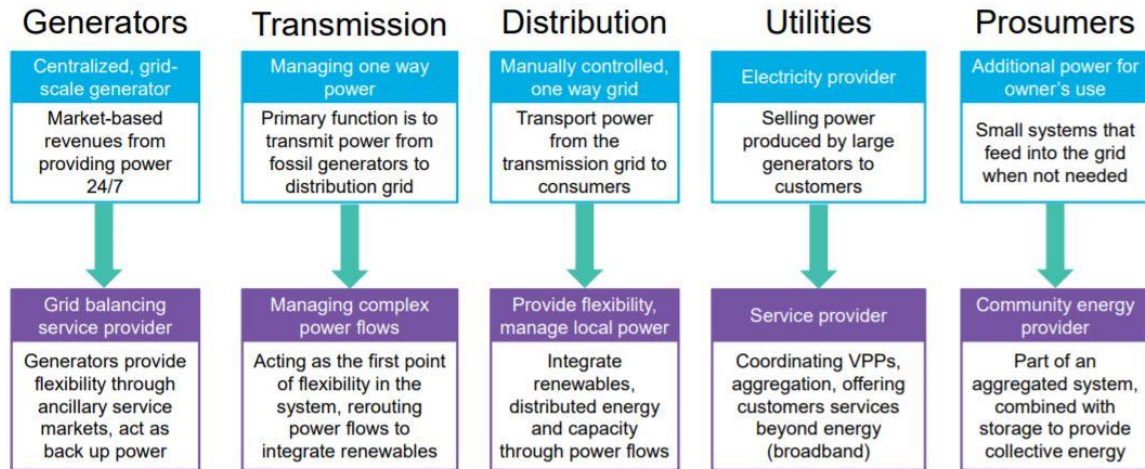
<sup>103</sup> Para profundizar, *vid.* BARRIO ANDRÉS, M., *Internet de las cosas*, Reus, Madrid, 2018.

<sup>104</sup> V. gr. el modelo de negocio de una central virtual de generación eléctrica: “*en Alemania se encuentra el caso de Next Kraftwerke, que comenzó su operación en 2009 y contaba en septiembre de 2017 con 4.800 centrales de producción y centros de consumo en diversos países de Europa central (principalmente clientes industriales con flexibilidad de demanda). Next Kraftwerke no dispone de ningún recurso distribuido en propiedad, siendo sus únicos gastos los relacionados con su centro de control global*” Informe elaborado por Orkestra (Instituto Vasco de Competitividad) titulado “Autoconsumo eléctrico: normativa actual y experiencias internacionales de promoción del autoconsumo” (2018), p. 100-101.



**FIGURA 2.1**

**Cambios en la cadena de valor de la industria eléctrica con la digitalización**



Fuente: Informe Bloomberg “Digitalization of Energy Systems” (2017)

En este contexto surgen las denominadas *smart cities*; expresión anglosajona que se refiere a las *ciudades inteligentes* como aquellos entornos urbanos que emplean las nuevas tecnologías con el fin de aumentar la calidad de vida de sus habitantes y hacer de la ciudad un espacio más sostenible. Es importante, en este punto, que el término *inteligencia* no se asocie a los elementos en sí mismos, sino al uso que se hace de ellos. Adviértase, por tanto, que la denominación puede resultar equívoca fruto de una traducción imprecisa del inglés que ha terminado siendo aceptada de forma generalizada. Es por ello que consideramos más adecuado decir que el proceso de digitalización ha generado *ciudades interconectadas* que permiten un uso más eficiente de los distintos recursos<sup>105</sup>.

Actualmente, no existe una definición legal de ciudad inteligente, lo que genera cierta inseguridad a la hora de identificar el régimen jurídico aplicable a este tipo de espacios. Sin embargo, puede encontrarse una definición, elaborada por la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR), que señala la interacción de los ciudadanos en tiempo real y de forma multidisciplinar como la principal novedad presentada por las ciudades inteligentes respecto de las tradicionales. Esta interacción,

<sup>105</sup> Sin perjuicio de nuestro afán por emplear la lengua española con propiedad, utilizaremos en lo sucesivo todas las expresiones que incluyen el término *inteligente* como traducción de *smart* (redes inteligentes, contadores inteligentes, ciudades inteligentes, etc.) por haber sido las que mayor aceptación han tenido en España y, en consecuencia, facilitar así la tarea comunicativa.

añade, se realiza de modo eficiente, garantizando la calidad de los distintos servicios y ofreciendo datos abiertos<sup>106</sup>.

Estos nuevos entornos son particularmente interesantes desde un punto de vista energético. Una ciudad inteligente es, en definitiva, una ciudad interconectada<sup>107</sup>. Y, como explicaremos en las páginas que siguen, la transmisión de información en tiempo real resulta fundamental para que la demanda participe en el sector eléctrico; tarea que, sin el uso de contadores inteligentes, no sería posible. Asimismo, un espacio donde existe una elevada conectividad es el escenario idóneo para que el consumo de energía se realice con eficiencia. El proceso de digitalización, determinante para la consecución de las ciudades inteligentes, permite que el autoconsumo de electricidad pueda alcanzar todo su potencial al combinarse con distintos elementos impulsores (o *drivers* en inglés); como son los sistemas de acumulación de energía o los vehículos eléctricos.

Debe tenerse en cuenta, en suma, que la incorporación de inteligencia artificial y la gestión eficiente de los recursos naturales, fenómenos relacionados entre sí, son presupuestos esenciales para que pueda cumplirse el objetivo de desarrollo sostenible (ODS) número 11: “*Ciudades y comunidades sostenibles*”. Según datos ofrecidos por Naciones Unidas<sup>108</sup>, la mitad de la humanidad (3.500 millones de personas), vive a fecha de hoy en ciudades y se prevé que esta cifra aumente a 5.000 millones para el año 2030.

Asimismo, el investigador del Massachusetts Institute of Technology (MIT), Carlo RATTI, aporta cuatro cifras que resultan clave para comprender el impacto de las ciudades: 2, 50, 75 y 80. Comenta al respecto que: las ciudades ocupan el 2 % de la superficie global; alojan al 50 % de la población mundial; son responsables del 75 % de la energía que se consume en todo el planeta; y emiten el 80 % de las emisiones totales

---

<sup>106</sup> Cfr. Documento UNE 178201, elaborado por el comité técnico AEN/CTN 178 de la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR), con el título *Ciudades inteligentes. Definición, atributos y requisitos*, Madrid, 2016.

<sup>107</sup> Sin embargo, resulta preocupante, como bien señala Magdalena SUÁREZ OJEDA, la desconexión de las zonas rurales respecto del mundo digital. Vid. SUÁREZ OJEDA, M., “*Smart cities, smart villages y acción pública*”, en DE LA QUADRA-SALCEDO, T. y PIÑAR MAÑAS, J.L (dir.), *Sociedad digital... op. cit.*, pp. 921-923.

<sup>108</sup> Datos disponibles en la web de Naciones Unidas.

Recuperado de: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/cities/>

de CO<sub>2</sub>. Por ello, con que las ciudades incrementasen algo su grado de eficiencia, el beneficio aumentaría exponencialmente a efectos globales<sup>109</sup>.

A continuación, trataremos de exponer el proceso de integración en el mercado de las principales innovaciones tecnológicas vinculadas a la generación distribuida, así como sus aspectos regulatorios más destacados. Proceso que, a nuestro juicio, es fundamental que se guíe por el principio de neutralidad tecnológica.

## **2. La neutralidad tecnológica como principio rector de la nueva regulación**

### **A) Naturaleza jurídica**

La *sociedad digital* presenta, como todo escenario novedoso, una serie de posibles beneficios, costes, oportunidades y riesgos. Escenario que necesita de una regulación sólida que pondere adecuadamente los distintos intereses en conflicto y ofrezca principios jurídicos limitativos de la discrecionalidad administrativa. Para lograr ese fin, la *neutralidad tecnológica* deberá orientar la ordenación jurídica de las innovaciones presentes y futuras<sup>110</sup>.

En primer lugar, cabe preguntarse si la neutralidad tecnológica guarda naturaleza de *principio jurídico* o de *criterio normativo*. La doctrina, en múltiples ocasiones, ha empleado los términos *principio* y *criterio* de forma indistinta<sup>111</sup>. Y, aunque en sentido estricto puedan diferenciarse caracterizaciones diversas en virtud del término al que se haga referencia, entendemos que esta práctica se debe, sencillamente, a que la finalidad última con la que se emplean coincide: tanto los principios como los criterios son, en

---

<sup>109</sup> Datos ofrecidos en un artículo publicado por Carlo RATTI en la web del *World Economic Forum*, titulado de la siguiente forma “*These four numbers define the importance of our cities 2, 50, 75 and 80*”. Recuperado de: <https://www.weforum.org/agenda/2016/12/technology-and-the-future-of-our-cities/>

<sup>110</sup> Cuestión distinta es la denominada *cláusula de las mejores técnicas disponibles*, muy presente en la legislación medioambiental. Sobre este particular *vid.* los detallados estudios de FORTES MARTÍN, A., “La revisión del tratamiento jurídico de las mejores técnicas disponibles (MTD)”, *Actualidad Jurídica Ambiental*, núm. 80 (2018) y “En torno al empleo de las mejores técnicas disponibles como vestigio del moderno derecho administrativo ambiental”, *Revista General de Derecho Administrativo*, núm. 14 (2007).

<sup>111</sup> V. gr. “*Si nos preguntamos concretamente por la inclusión de la neutralidad tecnológica en el ordenamiento jurídico, como principio regulador o como criterio de actuación, la cuestión parece tomar otra dimensión y se enfoca (...) en relación al comportamiento que deben adoptar los poderes públicos en determinados casos para la efectiva protección de algún bien jurídico de interés general*” GUTIÉRREZ ALONSO, J.J.: “El elemento tecnológico: el principio de neutralidad y sus implicaciones en la regulación”, en MUÑOZ MACHADO, S. y ESTEVE PARDO, J. (directores), *Derecho de la Regulación Económica: Fundamentos e Instituciones de la Regulación*, Iustel, Madrid, 2009, p. 690.

esencia, instrumentos metodológicos que sirven para ordenar el pensamiento jurídico y racionalizar la realidad. No obstante, se trata de una cuestión que, pese a su estética puramente lingüística, despliega efectos jurídicos relevantes.

Los principios generales del Derecho, como es bien sabido, son fuente que se aplica en defecto de ley o costumbre, sin perjuicio de su carácter informador del ordenamiento jurídico (art. 1 del Código Civil). Esta consideración proviene<sup>112</sup>, como explica Luis DÍEZ-PICAZO, del Código Civil austriaco de 1811 y del Código Civil italiano de 1865. Sin embargo, en cuanto a la delimitación conceptual de los principios jurídicos generales, señala que la cuestión no es pacífica.

En torno al concepto de *principio*, en síntesis, son tres las corrientes doctrinales destacadas<sup>113</sup>:

- a) La *iusnaturalista*: que comprende los principios generales como la vía de penetración en el ordenamiento jurídico positivo del Derecho natural. Desde este punto de vista, los principios generales son normas que no han encontrado formalización ni sanción estatal, pero que poseen innegable vigencia, validez y obligatoriedad; pues forman parte de un sistema superior que se encuentra insertado en la naturaleza humana.
- b) La *iuspositivista*: que entiende los principios jurídicos generales como los principios de un determinado ordenamiento jurídico positivo. Los principios, en esta concepción, guardan una doble faz; de un lado, son las ideas motrices que han servido para inspirar las leyes o normas concretas del Derecho positivo y, de otro, son las normas generales que se obtienen por medio de un proceso de generalización y decantación de las propias leyes.

---

<sup>112</sup> Profundiza en este extremo Santiago MUÑOZ MACHADO al considerar que “*fue en ello pionero el Código austriaco de 1811, que remitía a la aplicación de la analogía, en la hipótesis de insuficiencia de las leyes, añadiendo que «si el caso resultase aun dudoso, se decidirá según los principios de Derecho natural, habida consideración de las circunstancias diligentemente recogidas y maduramente ponderadas».* En Italia, el Código Albertino de 1837 y, más tarde, los Códigos de 1865 y 1942 invocaban el valor supletorio, en defecto de las leyes, de «los principios generales del Derecho» (o los «principios del ordenamiento jurídico del Estado», como decía el Código de 1842)” MUÑOZ MACHADO, S., *Tratado de Derecho Administrativo y Derecho Público General, Tomo III, Los principios de constitucionalidad y legalidad*, Ed. Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2015, pp. 109 y 110.

<sup>113</sup> DÍEZ-PICAZO, L.: “Artículo 1: VI. Los principios generales del derecho como fuente del derecho”, en DÍEZ-PICAZO, L., *et al.* (directores), *Comentario del Código Civil, Tomo I*, Ed. Ministerio de Justicia, Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones, Madrid, 1991, pp. 9-10.

- c) La *tópica*: que contempla como principios aquellas proposiciones sobre las que existe un cierto consenso en la comunidad jurídica y, a partir de las cuales, pueden deducirse normas concretas.

A los efectos del presente estudio, la formulación conceptual de los principios jurídicos generales realizada por la corriente doctrinal *iuspositivista* es la que, a nuestro juicio, resulta de mayor utilidad para comprender la proyección de la neutralidad tecnológica en la nueva regulación energética<sup>114</sup>.

Sobre la conceptualización de los criterios normativos, sin embargo, el debate doctrinal ha sido notablemente menor. Los autores de mayor prestigio, por lo general, han empleado el término *criterio* con fines clasificatorios, habiendo sido utilizado el término *principio*, por su parte, con una finalidad esencialmente dogmática<sup>115</sup>.

Puede observarse, no obstante, cómo en otras ocasiones la doctrina hace un uso conceptual de los principios y criterios muy similar, escogiendo uno u otro en función de la capacidad de proyección que posea la proposición que sirva como base<sup>116</sup>. Esta línea

---

<sup>114</sup> Nótese, como acierta a señalar el profesor MUÑOZ MACHADO, que “*en el ámbito del Derecho Público estas explicaciones positivistas han sido siempre las más arraigadas porque, como defendió GARCÍA DE ENTERRÍA, quizá el mejor paladín de dicha corriente, «el descrédito de la idea de los principios generales del Derecho y, mucho más aún, de la idea de un Derecho natural, viene cabalmente de su pretendida formulación axiomática, de su presentación ante el jurista positivo como un supuesto y auténtico primum verum del cual, por simples deducciones, más o menos extensas, pero inexorables, podría llegarse a las últimas y más particulares ramificaciones del Derecho positivo»*” MUÑOZ MACHADO, S., *Tratado de Derecho Administrativo y Derecho Público General*, Tomo III... *op. cit.*, p. 109.

<sup>115</sup> V. gr. los profesores Eduardo GARCÍA DE ENTERRÍA y Tomás-Ramón FERNÁNDEZ se refieren al *criterio* del servicio público en el siguiente contexto “*Para salvar estas dificultades se acudió al criterio material del servicio público, afirmándose al efecto que cuando la Administración Pública gestiona servicios públicos está sin más sometida al Derecho Administrativo, con independencia de que en tal gestión actúe con autoridad o sin ella.*”, mientras que, al *principio* de legalidad, lo hacen de la siguiente forma “*Es a esta técnica de estructura precisa a lo que se llama propiamente principio de legalidad de la Administración: esta está sometida a la Ley, a cuya ejecución limita sus posibilidades de ejecución*”. En ambos casos se habla de sometimiento por parte de la Administración Pública. No obstante, cuando se emplea el término *criterio* se hace con fines clasificatorios; pues se trata de discernir si la Administración, al prestar un servicio público, está realizando actos revestidos de *imperium* y sometidos al Derecho público o, por el contrario, ejecuta actos de gestión regulados por el Derecho privado. Sin embargo, cuando se utiliza el término *principio*, la finalidad es dogmática; se pretende señalar el sometimiento de la Administración a la Ley como razón fundamental del Derecho Administrativo, siendo el control de legalidad de la actividad administrativa uno de los grandes retos desde los orígenes de la disciplina hasta la actualidad. GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.-R., *Curso de Derecho Administrativo*, Vol. I, Civitas, Madrid, 2013, pp. 75 y 478.

<sup>116</sup> V. gr. es ilustrativa la siguiente reflexión formulada por Marcos VAQUER en torno a la eficiencia: “*Pues bien, podemos concluir de lo hasta aquí expuesto que la eficiencia, para el Derecho público, es un criterio complementario del principio de eficacia, (...) Porque siendo la eficiencia una noción relativa, que evalúa la idoneidad de la combinación de recursos empleados para alcanzar la finalidad perseguida, enriquece*

es, asimismo, la que guarda mayor proximidad con la posición adoptada al respecto por la jurisprudencia constitucional<sup>117</sup>.

Más allá de las aportaciones doctrinales citadas, consideramos que los *principios* establecen exigencias que el ordenamiento jurídico debe cumplir con el objetivo de realizar determinados fines y los *criterios* ofrecen pautas sobre la aplicación e interpretación de las normas. Ahora bien, siguiendo la doctrina constitucional antes referida, pueden distinguirse diversos tipos de principios jurídicos en virtud del valor informativo que el legislador les haya concedido. Unos tienen carácter absoluto y otros admiten un grado de realización menor, equiparándose los criterios normativos a este último tipo de principios por razón de su carácter técnico o instrumental.

Este planteamiento nos permite preguntarnos si la *neutralidad tecnológica* debe considerarse un criterio normativo derivado del principio de igualdad o, por el contrario, han de tratarse ambos presupuestos como principios absolutos con proyecciones contrapuestas. En la primera hipótesis se entendería que la neutralidad tecnológica es un criterio normativo que debería alegarse en relación con el principio de igualdad, pues su pretensión es que ninguna legislación sectorial pueda discriminar a ningún operador por el hecho de que preste sus servicios mediante una concreta tecnología. En la segunda hipótesis, sin embargo, la neutralidad tecnológica debería considerarse un principio jurídico de carácter informador absoluto y alegable de forma autónoma en sede jurisdiccional.

Siendo esta la disyuntiva planteada, hay razones para adoptar una posición ecléctica al respecto.

---

la noción absoluta de eficacia” VAQUER CABALLERÍA, M., “El criterio de la eficiencia en el Derecho Administrativo”, *Revista de Administración Pública*, núm. 186 (2011), p. 102.

<sup>117</sup> “El artículo (...) contiene un largo elenco de principios de distinto alcance y naturaleza (...) y que, por tanto, cada uno de ellos tiene una distinta capacidad de proyección sobre las diversas parcelas de actuación de la Administración. (...) mientras hay principios que son taxativos y alegables en sede jurisdiccional (sujeción a la Constitución, al Estatuto de Autonomía y al resto del ordenamiento jurídico), otros admiten diversos grados de realización, constituyen más bien directrices normativas y deben conciliarse con otros principios constitucionales y estatutarios, como por ejemplo los principios de mérito y capacidad en el acceso al empleo público (arts. 103 CE), los principios rectores de las políticas públicas (arts. 39 a 52 CE) (...) En suma, la circunstancia de que el legislador (...) haya querido otorgar (...) un valor informante superior a determinados principios en detrimento de otros principios de carácter técnico o instrumental, se ajusta al margen de configuración legal de que dispone (...), dentro de los límites fijados por las disposiciones constitucionales y estatutarias.” STC (Pleno), núm. 236/2015, de 19 de noviembre, FJ 4º, sobre el alcance y la naturaleza de los principios en el Derecho público.

La neutralidad tecnológica, a nuestro juicio, debe ser considerada un principio jurídico de primer orden; y no un mero criterio de actuación. De un lado, ha de notarse como la idea motriz que sirva para inspirar la ordenación de las distintas innovaciones tecnológicas en los correspondientes mercados sectoriales y, de otro, es consecuencia lógica que se permita su inmediata realización judicial con independencia de cualquier reconocimiento legal; pues, si se trata de un principio rector e informador de la regulación económica, su existencia ha de ser necesariamente previa a toda norma reguladora y su tutela judicial posible en ausencia de la misma<sup>118</sup> (como así está comenzando a suceder en la práctica<sup>119</sup>). Es realmente trascendente, por tanto, que la neutralidad tecnológica se entienda como *principio* rector y no como *criterio* de configuración legal.

Una vez sentados los motivos para su consideración como principio informador, debemos explicar por qué la neutralidad tecnológica ha de comprenderse de conformidad con el principio de igualdad, sin que deba ver reducido por ello su *status*.

El análisis del principio de igualdad del artículo 14 de la Constitución, siguiendo a Francisco FERNÁNDEZ SEGADO, exige el deslinde entre la *diferenciación* y la *discriminación*<sup>120</sup>. El principio de igualdad de trato que se establece en el inciso primero del artículo no impide cualquier diferenciación o, expresado *a contrario sensu*, no impone la uniformidad de trato; pues, si así fuera, confrontaría con el principio de igualdad material proclamado por el artículo 9.2 del propio texto constitucional. La exigencia

---

<sup>118</sup> “El Estado de Derecho Constitucional ha potenciado la utilización de los principios generales y les ha dado nuevas proyecciones. Sin perjuicio de mantener su posición de reglas que pueden aplicarse en defecto de normas escritas, se han elevado a la condición de fuente obligada de inspiración de todo el proceso creativo y aplicativo del Derecho. De modo que se anteponen al legislador, cuando formula las normas, y se imponen a los jueces cuando las aplican” MUÑOZ MACHADO, S., *Tratado de Derecho Administrativo y Derecho Público General*, Tomo III... *op. cit.*, p. 107.

<sup>119</sup> Cfr. “Otro de los motivos de impugnación invoca la infracción del principio de igualdad respecto de todas las energías, discriminando injustificadamente a las energías convencionales respecto a las renovables. Considera que la norma contraviene el principio de neutralidad tecnológica (...)” STS (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª), núm. 342/2018, de 5 de marzo, FJ 6º. Proyección del principio de neutralidad tecnológica sobre los regímenes retributivos general y especial en materia de generación eléctrica; “Así, el principio de neutralidad tecnológica que preside la regulación de los medios de comunicación (...)” STC (Pleno), núm. 86/2017, de 4 de julio, FJ 1º, sobre el principio de neutralidad tecnológica y los medios de comunicación; así como “Consecuentemente, la anterior prescripción técnica resulta contraria al artículo 101 de la Ley de contratos del sector público y a la Directiva de la Unión Europea que desarrolla, infringiéndose el principio de neutralidad tecnológica que impone el artículo 4 de la Ley 11/2007 de acceso electrónico de los ciudadanos a los servicios públicos” STSJ de Cataluña (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 5ª), recurso núm. 316/2010, 5 de julio de 2012. Vulneración del principio de neutralidad tecnológica en el acceso electrónico de los ciudadanos a los servicios públicos.

<sup>120</sup> Cfr. FERNÁNDEZ SEGADO, F., *El sistema constitucional español*, Dykinson, Madrid, 1997, p. 190.

constitucional de *no discriminación*, por su parte, se proyecta principalmente, aunque no sólo, sobre el ámbito de las relaciones entre particulares. A este respecto, el Tribunal Constitucional mantiene desde finales de los años ochenta la *doctrina de la discriminación favorable* que, en breve síntesis, justifica el trato desigual a situaciones efectivamente distintas<sup>121</sup>.

El principio de neutralidad tecnológica es, en suma, un reflejo particularizado del principio de igualdad en el ámbito de la regulación económica y de la libertad de empresa en el marco de la economía de mercado (como ahora explicaremos), siendo su finalidad evitar toda actuación generadora de una desigualdad de trato arbitraria en la integración de las diversas innovaciones tecnológicas. La relación entre un principio y otro puede ilustrarse con la vinculación del principio de tipicidad a otros principios jurídicos. La doctrina más autorizada ha considerado la tipicidad como una consecuencia directa de otros principios y no por ello ve alterada su naturaleza jurídica; continúa siendo reconocida como principio, con los efectos jurídicos que ello conlleva<sup>122</sup>.

## **B) Significado y alcance**

A decir de Juan J. GUTIÉRREZ ALONSO, “*sería erróneo pensar que existe un principio general de neutralidad tecnológica con significado y consecuencias jurídicas homogéneas o uniformes, por lo que resulta inevitable que aparezcan diferentes clasificaciones acerca de los distintos significados que pueden atribuírsele según el*

---

<sup>121</sup> Cuestión, la doctrina de la discriminación positiva, que propicia un interesante debate (en el cual no podremos embarcarnos por exceder el objeto del presente estudio). La STC (Pleno), núm. 127/1987, de 16 de julio, relativa a los niveles de cotización y los tipos de prestación puede ubicarse como el punto de partida de la citada doctrina en la jurisprudencia constitucional. Véase el siguiente extracto: “*ello comporta que las desigualdades iniciales derivadas de las distintas cotizaciones hayan sido respetadas por las diversas prestaciones a que unos y otros tienen derecho, lo que excluye la discriminación pretendida*”.

<sup>122</sup> Mientras que el profesor MUÑOZ MACHADO señala que “*el principio de legalidad también tiene, junto a la vertiente formal, que se concreta en la reserva de ley, otra vertiente material (...) Esta proyección material de la legalidad, expresada en la certeza y la taxatividad de la regulación, es una de las dos manifestaciones del principio de tipicidad de las infracciones y de las sanciones*” MUÑOZ MACHADO, S., *Tratado de Derecho Administrativo y Derecho Público General, Tomo XII, Actos administrativos y sanciones administrativas*, Ed. Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2015, pp. 313 y 314; el profesor SANTAMARÍA PASTOR considera que “*la tipicidad (...) es consecuencia directa tanto del primero de los valores superiores del ordenamiento jurídico, el de libertad (art. 1.1 CE), como del principio de seguridad jurídica (art. 9.3 CE)*.” SANTAMARÍA PASTOR, J.A., *Principios de Derecho Administrativo General, Tomo II*, Iustel, Madrid, 2015, pp. 414 y 415; y el profesor FERNÁNDEZ FARRERES expone que “*El principio de legalidad en materia sancionadora impone una garantía material (...) Es el llamado principio de tipicidad de las infracciones (...) Desde otra perspectiva, el principio de tipicidad, vinculado indisolublemente con el principio de seguridad jurídica (art. 9.3 CE)*” FERNÁNDEZ FARRERES, G., *Sistema de Derecho Administrativo, Tomo II*, Civitas, Madrid, 2018, pp. 336-339.



caso”. Continúa argumentando, sin embargo, que “*debe realizarse un esfuerzo con la finalidad de que los legisladores y reguladores puedan comprender con mayor precisión cuál es su verdadera vinculación a este principio y también cuál puede llegar a ser su alcance y utilidad*”<sup>123</sup>.

Se trata de un planteamiento que compartimos, siendo posible y necesario partir de un *mínimo común* conceptual. Por ello, y con independencia de las singularidades que cada sector pueda presentar, cabe definir el principio de neutralidad como *la exigencia de que el regulador establezca los objetivos que deban lograrse sin imponer ni discriminar un concreto tipo de tecnología*<sup>124</sup>.

En cuanto al alcance de la neutralidad tecnológica, aunque las primeras referencias a este principio en el ámbito internacional hayan aparecido vinculadas al comercio electrónico<sup>125</sup>, puede afirmarse que su importancia en la nueva regulación energética debería ser indiscutible.

En este sentido, son múltiples las innovaciones cuya integración en los mercados energéticos puede verse gravemente distorsionada en caso de que la regulación vulnere el principio de neutralidad tecnológica. Como ya se explicará más adelante, así sucedió con los sistemas de acumulación de energía eléctrica vinculados al autoconsumo, dado que su utilización fue desincentivada por el Real Decreto 900/2015. Destaca, asimismo, la quiebra del principio de neutralidad tecnológica que se produjo en la subasta convocada por la Secretaría de Estado de Energía, el 10 de abril de 2017, para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. Según recoge el Auto dictado por el Tribunal Supremo, de 8 de mayo de 2017, la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) interpuso recurso contencioso-administrativo y sostuvo en la solicitud de suspensión cautelar que “*las reglas de la subasta infringían el principio de igualdad y de no discriminación (art.*

---

<sup>123</sup> Cfr. GUTIÉRREZ ALONSO, J.J.: “El elemento tecnológico... *op. cit.*, p. 691.

<sup>124</sup> En la referencia al *regulador* entiéndase, cuando así corresponda, *legislador o gobernante*.

<sup>125</sup> “Una de las primeras e importantes apariciones de esta noción a nivel internacional la situamos en el verano de 1997, cuando el Gobierno de los Estados Unidos publicó sus directrices para el comercio electrónico mundial y declaró que ‘rules should be technology-neutral and forward looking’. (...) A este respecto, especial mención creemos que merece la guía de la Ley modelo de la CNUDMI/UNCITRAL sobre comercio electrónico de 1996, que expresó la necesidad de que los Estados creen un entorno legal neutro para que todo medio técnicamente viable de comunicación comercial pudiera desarrollarse.” *Ibidem*, p. 694 y ss.

14 de la CE ) pues, aunque la Orden ETU establece que la subasta es tecnológicamente neutra, abierta a todas las tecnologías renovables (fotovoltaica, eólica u otras) el desarrollo de la subasta, perjudica y discrimina injustificadamente a las instalaciones fotovoltaicas frente a las eólicas”<sup>126</sup>. Sobresaliendo, a continuación, el siguiente argumento aportado por la UNEF: “(...) el Gobierno podía haber optado por un sistema de cupos para la distribución de las asignaciones en función de las tecnologías (eólica, fotovoltaica, otras) o incluso haber establecido un mayor reparto para una u otra tecnología en función de razones económicas o de política energética. Pero lo que no puede es realizar una subasta sobre la base del principio de concurrencia competitiva y de neutralidad tecnológica, afirmando que todos los participantes van a ser tratados en igualdad de condiciones para a posteriori y sin la necesaria motivación, establecer un criterio que beneficia a la eólica frente a la fotovoltaica”.

De lo anterior extraemos un interrogante y una reflexión: en primer lugar, nos preguntamos si la neutralidad tecnológica debe proyectarse únicamente sobre la actividad administrativa de ordenación o también ha de alcanzar a la actividad de fomento; y, en segundo lugar, advertimos la conveniencia de que la exigencia de neutralidad tecnológica sea elevada a principio de rango constitucional.

En lo que a la primera cuestión se refiere, guarda especial interés la problemática planteada por Juan J. GUTIÉRREZ ALONSO cuando advierte que el principio de neutralidad tecnológica puede ser interpretado desde dos perspectivas antagónicas: la primera “*estaría encaminada hacia la ausencia de intervención de los poderes públicos en las decisiones tecnológicas o mecanismos de innovación de los particulares, es decir, la obligación de mantener una actitud pasiva al respecto, con independencia incluso de las situaciones de mercado que pudieran llegar a crearse*”; mientras que, la segunda,

---

<sup>126</sup> Continuó afirmando la asociación recurrente que “*al señalar tal criterio que ‘Se ordenará de mayor a menor número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo de referencia’, discrimina injustificadamente a las fotovoltaicas frente a las eólicas porque como la Orden ETU/315/2017 establece un número de horas de funcionamiento de 3.000 para las eólicas y de 2.367 para las fotovoltaicas (apartado 1.1 del Anexo I) la ordenación irá siempre en beneficio de las instalaciones eólicas y en perjuicio de las fotovoltaicas. Así las fotovoltaicas saben de antemano que su esfuerzo de participar en la subasta puede ser vano si las empresas aplican descuentos máximos pues, en ese caso, la adjudicación se hará a favor de las empresas dedicadas a la energía eólica. Ese efecto desincentivador hace que se suela desistir de participar en el procedimiento*” ATS (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª), recurso núm. 395/2017, 8 de mayo de 2017, sobre la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables y el principio de neutralidad tecnológica.

argumenta que “*la neutralidad tecnológica se proyecta fundamentalmente hacia la creación de un mercado tecnológico abierto y competitivo donde se deban equilibrar las posibilidades de todos los operadores*”<sup>127</sup>.

Uno de los argumentos expuestos por el autor en favor de la primera perspectiva dice lo siguiente: “*no resulta aceptable que los poderes públicos puedan dirigir o determinar las creaciones tecnológicas, tampoco discriminar y/o fomentar el uso de alguna de ellas específicamente, porque ello supondría una clara contradicción con la supuesta actitud neutral que deben adoptar, resultando inaceptable que lo hagan alegando, precisamente, la neutralidad tecnológica*”<sup>128</sup>.

Así pues, la actividad de fomento -positivo cuando se favorece y negativo cuando se dificulta- resulta más problemática. Si bien es cierto que desde el Derecho de la Unión Europea se ha tratado de impulsar con firmeza el fomento de la generación de electricidad con fuentes renovables, no lo es menos que el régimen comunitario de ayudas públicas apuesta, con la misma rectitud, por que la intervención administrativa genere el menor número de distorsiones económicas posibles.

Por consiguiente, consideramos que el principio de neutralidad tecnológica debe entenderse como la imperiosa exigencia de que el regulador no favorezca ni dificulte la integración en el mercado de ninguna concreta tecnología. Mandato que, naturalmente, encuentra excepciones; puesto que el Derecho debe ser sólido, pero no rígido. De tal modo que, ante situaciones que requieran la utilización de una tecnología en particular para la protección de una concreta situación, el principio de neutralidad tecnológica no sería vulnerado, sino desplazado.

Esta posible línea doctrinal clarificaría el significado del principio, delimitaría su alcance y evitaría una aplicación inflexible y de escaso pragmatismo al distinguir, como señalara Federico DE CASTRO, entre un Derecho normal y un Derecho excepcional.

Finalmente, en cuanto a la conveniencia de que la de neutralidad tecnológica sea elevada a principio de rango constitucional, entendemos que deben diferenciarse dos escenarios: el *material*, donde la conveniencia se convierte en necesidad por los motivos

---

<sup>127</sup> Cfr. GUTIÉRREZ ALONSO, J.J.: “El elemento tecnológico... *op. cit.*, p. 691 y ss.

<sup>128</sup> *Ibidem*, p. 692.

que ahora comentaremos; y el *formal*, que dificulta en exceso esta tarea fruto de la compleja dinámica procedimental que rige los mecanismos de reforma constitucional *ex* artículos 167 y 168 CE. En este sentido, el actual pluralismo político, positivo en algunos aspectos, incrementa además la dificultad para alcanzar mayorías parlamentarias y, en consecuencia, para afrontar con seriedad la reforma de la Constitución.

En lo que concierne la dimensión *material*, cabe advertir que, pese a la superación del Estado legal por la consagración del Estado constitucional, aún existe cierta reticencia en la aplicación de los principios jurídicos generales no escritos. Muestra de ello es el mencionado Auto sobre la subasta convocada por la Secretaría de Estado de Energía, que decía lo siguiente: “*La apelación al fumus boni iuris no puede ser aceptada. La existencia de una discriminación tecnológica no permite, en esta fase del proceso, obtener una conclusión a los efectos interesados (...), sin que pueda, en este momento, apreciarse una «palmaria» ilegalidad de la disposición cuestionada*”. Quiere decirse, pues, que el Tribunal Supremo considera insuficiente, en este concreto asunto, la vulneración del principio de neutralidad tecnológica para apreciar la ilegalidad de la norma convocante.

Mientras que en materia de comercio electrónico y telecomunicaciones el principio de neutralidad tecnológica ha sido positivizado en variedad de directivas europeas y leyes internas, en el ámbito energético se trata de una exigencia que todavía continúa operando al margen de la ley. Por ende, resulta así extremadamente dificultoso que puedan ser correctamente comprendidos los efectos que despliega como principio rector del ordenamiento administrativo-económico.

Por ello y dada la heterogeneidad que existe entre los distintos sectores regulados, convendría que el principio de neutralidad tecnológica abandonara su posición actual (que, en el sector energético, no adquiere ni tan siquiera rango legal), para incorporarse a la Constitución. Una definición básica de la neutralidad tecnológica, como la ofrecida *supra*, serviría para que el principio fuera aplicado de forma transversal. De esta manera podría informar el proceso completo de producción normativa, proyectándose así sobre el ordenamiento jurídico-económico por entero.

Incorporación que habría de ubicarse en la denominada *Constitución económica*, es decir, en el conjunto de preceptos de nuestro texto constitucional destinados a regular la intervención del Estado en el orden económico. El artículo 38 que “*reconoce la libertad*

*de empresa en una economía de mercado*”, podría ser, desde nuestra óptica, la ubicación más adecuada para este principio<sup>129</sup>; pues, seguidamente, el artículo dispone que “*los poderes públicos garantizan y protegen su ejercicio y la defensa de la productividad*”. Si el Estado reconoce la libertad de empresa y garantiza su ejercicio, debería, en coherencia, reconocer la libertad de las empresas para comercializar una u otra tecnología en función de la rentabilidad que les pueda generar. En una economía de libre mercado, como la reconocida por el precepto constitucional citado, es la demanda la que debe decidir qué tecnología de las ofertadas se ajusta a las necesidades existentes<sup>130</sup>; dado que, salvando puntuales *fallos del mercado* que pueden ser corregidos por la regulación, no hay mayor incentivo para la innovación y el desarrollo tecnológico que la expectativa de beneficio.

En conclusión, el principio de neutralidad tecnológica debe desplegar efectos jurídicos horizontalmente sobre los distintos sectores de la actividad económica. Para ello convendría que fuera garantizado por la Constitución como una exigencia derivada de la igualdad y de la libertad de empresa, porque es precisamente su carácter transversal lo que puede generar severas asimetrías regulatorias si se recoge en unas leyes sectoriales y no en otras, como así sucede en la actualidad: mientras que la Ley 9/2014, de 9 de mayo, General de Telecomunicaciones ofrece un completo tratamiento jurídico de la neutralidad tecnológica<sup>131</sup>, la contemporánea Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico guarda absoluto silencio al respecto.

---

<sup>129</sup> Su inclusión en el artículo 9.3 de la Constitución, junto a los principios informadores del ordenamiento jurídico, probablemente resultase excesiva, al margen de la dificultad agravada que supondría a efectos parlamentarios modificar el Título preliminar del texto constitucional. Ello no reduce la virtualidad informadora de la neutralidad tecnológica; siendo que, por su importancia en el amparo de la autonomía de decisión empresarial que exige la economía de libre mercado, el artículo 38 ubicaría adecuadamente la proyección del principio.

<sup>130</sup> “*En lo que se refiere a la incorporación de innovaciones técnicas en las industrias, tradicionalmente las tecnologías más modernas y eficientes han venido desplazando a las más antiguas según la lógica del mercado, en función de criterios económico-financieros y de las necesidades empresariales derivadas de la competitividad y de las señales que transmiten los precios de productos y servicios*” GUTIÉRREZ ALONSO, J.J., “La cláusula de las mejores técnicas disponibles versus el criterio de neutralidad tecnológica y su aplicación en el Derecho Administrativo español”, *Revista Española de Derecho Administrativo*, núm. 128 (2005), p. 640.

<sup>131</sup> Entre otras menciones, establece en su artículo 3.h) que “*fomentar, en la medida de lo posible, la neutralidad tecnológica en la regulación*” es uno de “*los objetivos y principios de la Ley*”; y dispone en su artículo 66, titulado “*neutralidad tecnológica y de servicios en el uso del dominio público radioeléctrico*”, que “*se podrá emplear cualquier tipo de tecnología utilizada para los servicios de comunicaciones electrónicas de conformidad con el Derecho de la Unión Europea*”, pudiendo preverse “*restricciones proporcionadas y no discriminatorias a los tipos de tecnología*”.

No obstante, aunque la legislación energética ha sido resistente a su incorporación, parece que su reclamo en diversidad de foros está siendo efectivo. Así pues, como muestra reciente de recepción, nótese que el Reglamento (UE) 2020/852, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de junio, relativo al establecimiento de un marco para facilitar las inversiones sostenibles, establece en su artículo 19.1.a) que *“los criterios técnicos de selección deberán determinar las contribuciones potenciales más importantes para un objetivo medioambiental determinado -respetando al mismo tiempo el principio de neutralidad tecnológica- teniendo en cuenta las repercusiones a corto y largo plazo de una actividad económica”*.

### **3. Las redes eléctricas inteligentes**

#### **A) Concepto**

La industria eléctrica se ha caracterizado, desde sus orígenes, por funcionar mediante infraestructuras en red, un diseño tecnológico que ha traído como consecuencia más inmediata la formación de monopolios naturales; circunstancias que han determinado sustancialmente el régimen jurídico y económico del sector.

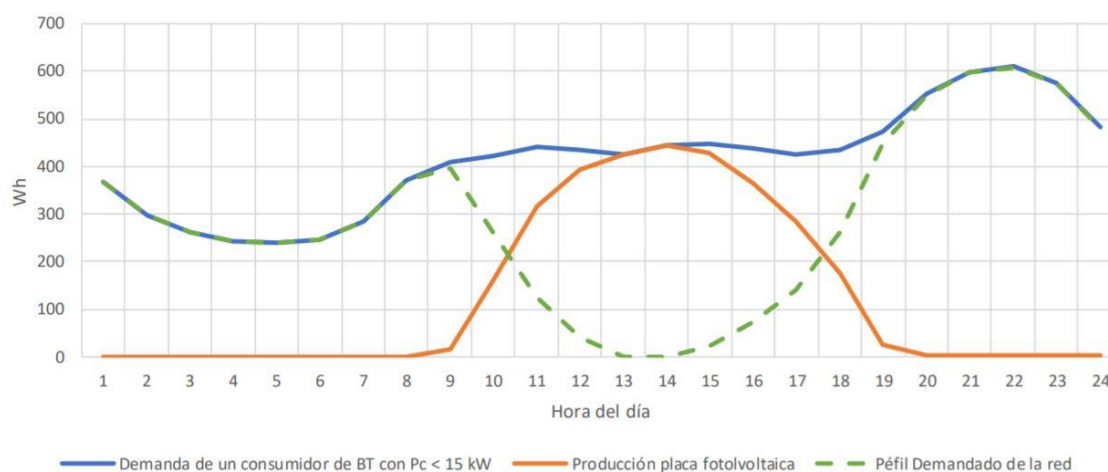
Esta realidad, aunque no admite alternativa, resulta para muchos incómoda. En este sentido, destaca el movimiento global *“Not in my backyard”* (lo que podría traducirse al español como “No en mi jardín”), que responde a la organización de aquellos ciudadanos que rechazan la instalación de ciertas infraestructuras (entre ellas, las propias redes eléctricas) en las proximidades de sus viviendas por considerarlas peligrosas debido a sus externalidades negativas. Esto no significa que los grupos de ciudadanos afectados estén en contra de la actividad que pueda llevarse a cabo mediante la infraestructura instalada, simplemente pretenden que ésta se ubique en lugar distinto al de su residencia. El movimiento *NIMBY* (su acrónimo anglosajón) refleja, en definitiva, que la localización de una determinada infraestructura suele generar beneficios sociales colectivos y, por el contrario, costes sociales muy concentrados.

Esta es una de las razones por las cuales el autoconsumo eléctrico, en principio, presenta un importante grado de aceptación por parte de la ciudadanía. El pensamiento de que se pueda producir la electricidad que se consume con la simple instalación de unos pocos módulos fotovoltaicos, sin necesidad de emplear cables aéreos soportados por

postes, hace atractiva la actividad. Sin embargo, esta idea sólo puede materializarse en los supuestos de *autoconsumo eléctrico aislado*, que normalmente se dan en comunidades rurales de difícil acceso, donde la extensión de la red eléctrica no tiene sentido económico o, directamente, las condiciones técnicas del lugar lo impiden. La actividad de suministro eléctrico con autoconsumo, por lo general, necesita de la red eléctrica. Sin ella, el vertido de energía eléctrica excedentaria sería inviable y la seguridad del suministro quedaría en situación de riesgo.

En este sentido, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) apunta que *“en la medida en que el consumidor acogido a autoconsumo no sea autosuficiente, continuará conectado a la red y por tanto el coste impuesto a la red continuará existiendo, en tanto que la red deberá ser capaz de absorber la energía no autoconsumida y deberá, además, atender la demanda punta del mismo en aquellas situaciones en las que la falta de sol dé lugar a que la generación sea insuficiente para atender su consumo”*<sup>132</sup>.

**FIGURA 2.2**  
**Potencia demandada por el consumidor doméstico medio y perfil de generación de una placa fotovoltaica<sup>133</sup>**



Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)

<sup>132</sup> Vid. Memoria justificativa de la Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su versión de 15 de enero de 2020, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, núm. de expediente CIR/DE/002/19, pp. 36 y 37.

<sup>133</sup> Perfil según REE suponiendo que no existen vertidos a la red. Día considerado: 8 de febrero de 2018 (día de máxima demanda de 2018).

En suma, pese al rechazo social producido -en términos generales- por este tipo de infraestructura, son absolutamente necesarias para disfrutar de la electricidad que todos consumimos a diario.

Una vez sentado lo anterior, es oportuno señalar a qué se hace referencia cuando el adjetivo *inteligente* se añade a la clásica expresión *red eléctrica*.

Según la Comisión Europea, se trata de una “*red energética mejorada con la adición de comunicaciones digitales bidireccionales entre el proveedor y el consumidor, contadores inteligentes y sistemas de seguimiento y control*”<sup>134</sup>.

No obstante, consideramos que esta definición puede ser completada con la noción que Red Eléctrica de España (REE) ofrece al respecto a fin de comprender que el aumento de la *conectividad* es el factor clave en la incorporación de inteligencia a la red eléctrica. De modo que, desde la perspectiva de REE como Operador del Sistema, las redes eléctricas inteligentes (denominadas por los anglosajones como *smart grids*) son aquellas que “*pueden integrar de forma eficiente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella, de tal forma que se asegure un sistema energético sostenible y eficiente, con bajas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad de suministro*”<sup>135</sup>.

El incremento de la conectividad se está produciendo de forma progresiva a través de la digitalización, proceso que encuentra en las telecomunicaciones y en los sistemas de información sus dos causas motrices. Las nuevas redes eléctricas son fruto, por consiguiente, de la combinación de elementos tradicionales (cobre y hierro) con elementos disruptivos (sensores y medidores)<sup>136</sup>.

Puede concluirse sobre la conceptualización de las redes eléctricas inteligentes, en palabras de Miguel Ángel SÁNCHEZ FORNIÉ, que “*a la infraestructura convencional eléctrica se le incorpora una infraestructura de inteligencia, a base de sensores, que detectan y miden; telecomunicaciones, que transmiten las señales y las reciben en los*

---

<sup>134</sup> Artículo 2.a) de la recomendación de la Comisión Europea, de 10 de octubre de 2014, relativa al modelo de evaluación del impacto sobre la protección de datos para redes inteligentes y para sistemas de contador inteligente (2014/724/UE).

<sup>135</sup> Recuperado de: <https://www.ree.es/es/red21/redes-inteligentes/que-son-las-smartgrid>

<sup>136</sup> SÁNCHEZ FORNIÉ, M.Á.: “Redes inteligentes”, en AGÚNDEZ, M.Á. y MARTÍNEZ-SIMANCAS, J. (directores), *Energía eléctrica. Manual básico para juristas*, Wolters Kluwer (La Ley), Madrid, 2014, p. 253.



*destinos adecuados y sistemas que procesan esa información para permitir al gestor de redes y sus usuarios, en fin, ese uso inteligente que se busca”.*

## **B) Significación de las redes eléctricas inteligentes en el modelo de generación distribuida**

Conviene distinguir, cuando se habla de redes eléctricas, entre las que se destinan al *transporte* y las que lo hacen a la *distribución*.

La clasificación de la red responde normalmente al valor de su tensión nominal<sup>137</sup>, siendo que las redes de distribución sirven para transmitir la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación conectadas a las redes de transporte hasta los puntos de consumo -o, en su caso, desde las instalaciones de generación conectadas a la propia red de distribución-.

En la red eléctrica de transporte el grado de inteligencia incorporada a fecha de hoy es elevado, pues, en la medida en la que el desarrollo tecnológico lo ha permitido, la red ha ido aumentando su nivel de automatización y la coordinación de las instalaciones y dispositivos a ella conectados<sup>138</sup>. En la red de distribución es, sin embargo, donde más inteligencia queda por añadir.

---

<sup>137</sup> En virtud de lo dispuesto por el artículo 34 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, “*la red de transporte de energía eléctrica está constituida por la red de transporte primario y la red de transporte secundario*”. De esta forma, mientras que la red de transporte primario está integrada por “*las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 380 kV y aquellas otras instalaciones de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares*”, la red de transporte secundario, por su parte, está formada por “*las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 220 kV no incluidas en el párrafo anterior y por aquellas otras instalaciones de tensiones nominales inferiores a 220 kV, que cumplan funciones de transporte*”.

<sup>138</sup> Buena muestra del avanzado desarrollo tecnológico que presenta la red eléctrica de transporte es *Grid2030*, un programa plurianual colaborativo de innovación en el cual Red Eléctrica de España e Innoenergy exploran innovaciones radicales de naturaleza técnica o socioeconómica relacionadas con la operación del sistema eléctrico y su red de transporte. El objetivo es anticiparse a los retos de futuro de la transición energética, identificando las necesidades de los TSO y acelerando el desarrollo de soluciones tecnológicas disruptivas. En este sentido, los objetivos que el programa *Grid2030* se ha marcado, son los siguientes: 1) acelerar la amplia implantación de la electrónica de potencia en el sistema; 2) desarrollar nuevos recursos para la flexibilidad del sistema, compatibles con un sistema energético libre de carbono; 3) mejorar el conocimiento sobre el estado físico de las infraestructuras de transporte de energía eléctrica, desarrollando para ello nuevos sensores y algoritmos; 4) identificar nuevos servicios y soluciones para el TSO, basadas en tecnologías digitales emergentes que ayuden a facilitar la transición a un modelo energético más limpio, descentralizado, altamente eficiente y al menos tan fiable como el actual.

La causa de este contraste es la siguiente: para que el modelo de generación eléctrica distribuida adquiera importancia cuantitativa durante los próximos años, es necesario que la actividad de distribución eléctrica se transforme por completo. Una transformación que consistirá, principalmente, en la introducción de inteligencia con el objeto de gestionar por medios telemáticos los sistemas de almacenamiento, vehículos eléctricos, instalaciones de autoconsumo y demás dispositivos que puedan conectarse en el futuro a la red eléctrica de distribución.

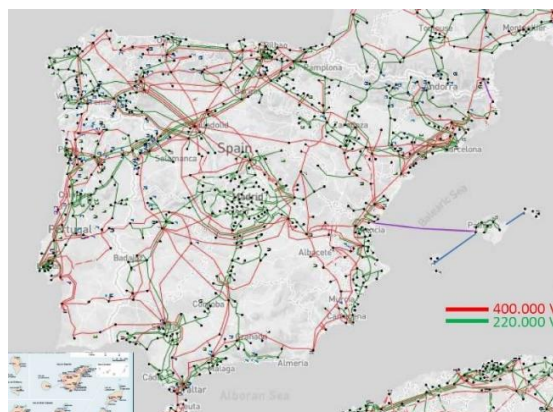
La red eléctrica inteligente será esencial, no sólo para incrementar la conectividad entre los distintos recursos distribuidos, también para permitir el desarrollo de nuevas actividades e, incluso, la creación de mercados locales de electricidad. Las actividades de agregación y de almacenamiento, así como los mercados locales, serán realidades que tendrán presencia, sobre todo, en la fase de distribución.

Para que la generación distribuida alcance un crecimiento óptimo, la red eléctrica de distribución tendrá que experimentar, asimismo, una modificación parcial de su diseño; que, actualmente, es *mallado y unidireccional*.

La primera de las características no plantea problemas para la transición energética, puesto que una red *mallada* (al contrario de lo que sucede con una red en forma de *ramal*, donde cada usuario tiene su propia línea de suministro) permite que la electricidad pueda circular por caminos alternativos al estar interconectada en diversos puntos. En consecuencia, su coste es mayor, pero en caso de averías garantiza la seguridad del suministro.

### FIGURA 2.3

#### Diseño mallado de la red eléctrica de transporte en España



Fuente: Red Eléctrica de España (REE)

La segunda, sin embargo, sí plantea serias dificultades en materia de generación distribuida. Las redes eléctricas, configuradas tradicionalmente para transmitir la electricidad unidireccionalmente desde la central de producción hasta el punto de consumo, tendrán que experimentar las transformaciones que correspondan para permitir que el flujo de energía eléctrica sea bidireccional<sup>139</sup>. Sólo así resultaría técnicamente posible el vertido de los excedentes de electricidad generados por la actividad de autoconsumo a la red de distribución y el uso del vehículo eléctrico como sistema de almacenamiento de energía eléctrica por hogares y empresas; posibilidades, ambas, que condicionan sustancialmente el régimen económico de la generación eléctrica distribuida.

En este sentido, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) reconoce que *“el posible aplazamiento en la extensión o refuerzo de las redes existentes inducido por la reducción de pérdidas requerirá de un esfuerzo complementario orientado a la modernización y digitalización de la red: al menos parte de lo que se ahorre en cobre habrá de emplearse en silicio, y en función de la topología de las distintas áreas, una mayor capilaridad en la distribución de los recursos de generación requerirá redes, si no de mayor capacidad, sí en todo caso más complejas”*<sup>140</sup>.

Es importante recordar que la transición energética no altera la pretensión de obtener una energía sostenible, segura y competitiva que, desde un comienzo, ha tenido la Unión de la Energía<sup>141</sup>. El coste de oportunidad, sin embargo, obliga en ocasiones a elegir entre los objetivos citados; situación que se viene identificando como el *trilema* de la política energética<sup>142</sup>. Por consiguiente, aunque la modernización de las redes eléctricas

---

<sup>139</sup> “Para garantizar el suministro de energía, las redes se configuran como sistemas mallados, especialmente en el caso de la red de transporte de electricidad. En caso de la red de distribución, además, su configuración tradicional unidireccional, como posteriormente se comentará, ha de adaptarse también al peso creciente de la generación distribuida (...). Las redes de distribución habitualmente unidireccionales tendrán que pasar a ser bidireccionales como consecuencia del nivel de desarrollo que pueda alcanzar la generación distribuida o el autoconsumo” Informe final elaborado por la Comisión de Expertos sobre escenarios de Transición Energética (creada por Acuerdo del Consejo de Ministros de 7 de julio de 2017), titulado “Análisis y propuestas para la descarbonización”, de 19 de marzo de 2018, p. 459.

<sup>140</sup> Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre la propuesta de real decreto por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo, de 21 de febrero de 2019, con núm. de expediente IPN/CNMC/005/19, p. 14.

<sup>141</sup> Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo titulada “Una política energética para Europa”, de 10 de enero de 2007, COM (2007) 1 final.

<sup>142</sup> Vid. DE LA CRUZ FERRER, J., “La regulación de la transición renovable ante el trilema de la política energética”, en DE LA CRUZ FERRER, J. (dir.) y ZAMORA SANTA BRÍGIDA, I. (coord.), *Energía y Derecho ante la transición renovable*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2019, pp. 17-38.

repercuta positivamente en la sostenibilidad medioambiental y en la seguridad del suministro, debe tenerse presente que ello requerirá de grandes inversiones<sup>143</sup>. Así pues, para que la planificación de las redes sea compatible con un precio final de la electricidad asequible, esta deberá elaborarse en virtud del análisis coste-beneficio.

**FIGURA 2.4**  
**Inversiones de REE en el horizonte 2018-2022**



Fuente: Red Eléctrica de España (REE)

Las redes eléctricas, en definitiva, son un instrumento fundamental para afrontar la transición energética con éxito. Aunque todas las redes, tanto las de transporte como las de distribución, deben adaptarse a las innovaciones tecnológicas que vayan surgiendo, son las relativas a la actividad de distribución las que han de experimentar las

<sup>143</sup> El Grupo Red Eléctrica, a través de su filial Red Eléctrica de España, ha comunicado que “invertirá un total de 3.221 millones de euros para hacer posible la transición energética en todo el territorio español mediante el desarrollo de la red de transporte de alta tensión y la operación del sistema eléctrico. Esta cifra supone la mitad (53 %) de la inversión total de 6.000 millones que la compañía prevé llevar a cabo en los próximos años dentro de su nuevo Plan Estratégico 2018-2022 y centra en gran medida sus esfuerzos en la integración de renovables. De los más de 3.000 millones de euros destinados a la transición energética, 1.538 millones se centrarán en la incorporación de energías limpias (el 47 %), 908 millones reforzarán la fiabilidad de las redes de transporte y la seguridad del suministro, 434 millones se destinarán a ampliar las herramientas tecnológicas y digitales, 215 millones para impulsar los proyectos de almacenamiento y 54 millones a sistemas de control de la energía”. Mientras, en relación con la red eléctrica de distribución, Iberdrola ha manifestado que “de los 34.000 millones de euros de inversión durante el periodo 2018-2022, un 47 % del importe global -16.000 millones de euros- será invertido en redes”. Recuperado de:

<https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/2019/03/red-electrica-de-espana-invertira-3221-millones-de-euros-para-hacer-posible-la-transicion-energetica-en-todo-el-territorio-hasta-2022> y <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-acelera-crecimiento-mundial-unas-inversiones-34-000-millones-euros-hasta-2022>

transformaciones de mayor importancia optando por un diseño que permita el flujo bidireccional de la electricidad e incrementando su nivel actual de automatización mediante las telecomunicaciones y los sistemas de información; siendo para ello esencial la instalación de sensores y actuadores<sup>144</sup>.

Se trata, pues, de un proceso necesario, siendo que todos los recursos energéticos distribuidos que iremos comentando a lo largo del presente capítulo (autoconsumo, almacenamiento, vehículo eléctrico, etc.) sólo pueden ser integrados de forma óptima en el sistema eléctrico a través de las redes inteligentes. Cualquiera de las innovaciones citadas, sin la incorporación de inteligencia en el sistema (o, en rigor, sin el aumento de la conectividad), dejarían de ser funcionales. Por ello, puede considerarse la red eléctrica inteligente como el elemento vertebrador del modelo de generación distribuida.

### **C) La gestión de la nueva distribución eléctrica**

#### **a) La estructura conceptual clásica de la distribución eléctrica y su adaptación al modelo de generación distribuida**

La transición energética implica, parcialmente, la sustitución de un modelo de generación eléctrica centralizada por otro de generación descentralizada. Es por ello que la actividad de distribución, siendo la red su principal activo, deberá asumir nuevas funciones. Su papel será fundamental, pues, para que la transición sea llevada a cabo con éxito.

Conviene señalar, en primer lugar, que la actividad de distribución de energía eléctrica queda condicionada por su carácter regulado<sup>145</sup>. Condición que se manifiesta, principalmente, en cuatro aspectos:

---

<sup>144</sup> “Es en las redes de distribución y en el consumo donde más inteligencia se necesita incorporar. Hasta ahora se han venido gestionando sin ella, pero en el futuro cercano, incluso hoy en día, no se puede continuar así.” SÁNCHEZ FORNIÉ, M.Á.: “Redes inteligentes” ... *op. cit.*, p. 261.

<sup>145</sup> En virtud de lo dispuesto por el artículo 8.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico: “La operación del sistema, la operación del mercado, el transporte y la distribución de energía eléctrica tienen carácter de actividades reguladas a efectos de su separación de otras actividades, y su régimen económico y de funcionamiento se ajustará a lo previsto en la presente ley. Se garantiza el acceso de terceros a las redes de transporte y distribución en las condiciones técnicas y económicas establecidas en esta ley y en los términos que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno”.

- a) La actividad de distribución, en sentido estricto, no está sujeta en nuestro ordenamiento jurídico a un *régimen de autorización administrativa previa*; lo que realmente se somete a esta técnica autorizatoria es la operación de las instalaciones de distribución (art. 53 de la Ley 24/2013). En este sentido, los sujetos que vayan a ejercer la actividad de distribución de energía eléctrica deberán reunir una serie de requisitos, entre los que destacan la concesión de autorización administrativa para que sus instalaciones de distribución puedan operar y la inscripción en el Registro Administrativo de Distribuidores<sup>146</sup>.
- b) La red eléctrica de distribución constituye, lo que se califica en términos económicos, un *monopolio natural*. Significa que no resulta razonable, ya sea desde un punto de vista económico o medioambiental, la construcción de redes alternativas. Por ende, en este escenario sólo es posible la libre competencia si cualquier comercializador tiene la capacidad de adquirir la energía eléctrica al productor que estime oportuno a través de las redes que ya existen, aun sin que sean los propietarios de las mismas, a cambio de satisfacer un peaje de acceso. Este razonamiento ha servido para constituir un derecho subjetivo de *acceso de terceros a la red* (siendo su acrónimo ATR), cuya configuración legal debe respetar siempre los principios de objetividad, transparencia y no discriminación; construcción dogmática de origen estadounidense conocida como *essential facilities doctrine*<sup>147</sup>. Pudiera parecer *prima facie* que esta

---

<sup>146</sup> Según lo establecido por el artículo 37.1 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica: “Los sujetos que vayan a ejercer la actividad de distribución deberán reunir los siguientes requisitos, sucesivamente: a) Certificación que acredite su capacidad legal, técnica y económica; b) Concesión por parte de la administración competente de la autorización administrativa de las instalaciones de distribución; c) Aprobación del Ministerio de Economía de la retribución que le corresponda para el ejercicio de su actividad, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 54/1997 y su normativa de desarrollo en función de las instalaciones que tenga autorizadas en cada momento; d) Estar inscrito en el Registro Administrativo de Distribuidores (...)”.

<sup>147</sup> No obstante, se trata de una técnica jurídica cuya aplicación sobre actividades novedosas donde no existe un operador histórico que haya explotado la infraestructura en régimen monopolístico, puede resultar problemática. En esta línea, conviene traer a colación las siguientes palabras de José Carlos LAGUNA DE PAZ: “Con carácter general, nadie está obligado a promocionar a sus competidores en perjuicio propio. No hay que olvidar que, en el Derecho de la Competencia, la *essential facilities doctrine* -que permite el acceso de terceros a infraestructuras esenciales- sólo se aplica cuando la duplicación de la red no es factible. El predominio de una empresa en el mercado no justifica que se le prive de parte de sus activos en beneficio de sus competidores, ni se le impida recoger los frutos de su iniciativa y del riesgo empresarial asumido. En otros términos, la obligación singular que se impone sobre el propietario de las infraestructuras sólo se justifica en la medida en que sea la contrapartida por alguna ventaja que la empresa disfrute o haya disfrutado en el pasado (construcción de sus infraestructuras en régimen de

doctrina tiene por objeto que el propietario de la infraestructura beneficie a la competencia en su propio perjuicio para promover un reparto más equitativo del mercado; sin embargo, la finalidad es otra. La técnica del ATR se construye con el fin último de favorecer, no a los competidores, sino a los consumidores; pues se considera, de forma generalizada, que el aumento de la competencia en la oferta genera incentivos para la innovación y reduce los precios<sup>148</sup>.

- c) La actividad de distribución es objeto de *regulación administrativa y económica*. Quiere decirse, pues, que su ejercicio responde a una determinada ordenación jurídico-administrativa, al igual que sucede con la producción, el transporte y el consumo de energía eléctrica. Sin embargo, su retribución se fija administrativamente atendiendo a los costes de inversión, mantenimiento y gestión<sup>149</sup>; cuando las actividades *liberalizadas* (producción y consumo) obtienen sus ingresos, por regla general, en virtud de los precios que se forman en el mercado.
- d) La distribución de energía eléctrica está sometida a la denominada *separación de actividades* (en inglés *unbundling*). El suministro eléctrico ha sido prestado

---

*derechos exclusivos, por ejemplo). En otro caso, la regulación tendría un carácter limitativo de derechos, que no puede entenderse compensado reconociendo al propietario el derecho a percibir un precio de acceso a la red orientado a costes. Menos aún cuando está promocionando a sus competidores.”* LAGUNA DE PAZ, J.C., *Derecho Administrativo Económico...* op.cit., pp. 313-314.

<sup>148</sup> A decir de ESTEVE PARDO, J.: “La regulación de industrias y *public utilities* en los Estados Unidos de América. Modelos y experiencias”, en MUÑOZ MACHADO, S. y ESTEVE PARDO, J. (directores), *Derecho de la Regulación Económica: Fundamentos...* op. cit., p. 344, la decisión más relevante en esta materia fue, posiblemente, la Orden núm. 888 de la *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*, de 1996, que conllevó una profunda reestructuración de la industria eléctrica estadounidense. Reconociendo el monopolio natural constituido por el servicio de transmisión de energía eléctrica, la Orden prohibía a las compañías que operaban en esa fase utilizar su posición monopolística para ejercer influencia sobre las compañías que lo hacían en la generación y en la distribución. El propósito de esa regulación, según establecía el contenido de la propia decisión, era “*asegurar que los clientes se beneficiasen de la libre competencia instaurada en la fase de generación de energía*”. Para profundizar sobre el contexto de la citada Orden y el origen de la *essential facilities doctrine*, el profesor ESTEVE PARDO sugiere la consulta de CRANDALL, R. y ELLIG, J., *Economic deregulation and customer choice: lessons for the electric industry*, New Haven, 1997.

<sup>149</sup> El artículo 14 de la Ley 24/2013 dispone al respecto en su apartado tercero que “*para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución (...) se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español, (...). Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo*”. Continúa diciendo en su apartado octavo que “*las metodologías de retribución de las actividades de transporte y distribución se establecerán atendiendo a los costes necesarios para construir, operar y mantener las instalaciones de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema eléctrico*”.

tradicionalmente por empresas verticalmente integradas; situación que, desde la perspectiva comunitaria, comenzó a observarse como un impedimento para que la liberalización del sector se llevara a cabo con éxito. Es por esta razón que el artículo 14.3 de la Directiva sobre el mercado interior de la electricidad, de 19 de diciembre de 1996, introdujo la *separación contable* entre empresas eléctricas que pertenecieran a un mismo grupo y realizaran distintas actividades<sup>150</sup>. No obstante, con el tiempo, la separación contable se comprobó que resultaba insuficiente para garantizar la libre competencia en entre compañías eléctricas en las calificadas como actividades reguladas; puesto que, cuando la red estaba gestionada por una empresa verticalmente integrada (con presencia en alguna de las actividades liberalizadas), la tendencia era que dispensara un trato más favorable a aquellas empresas de producción y/o de comercialización que pertenecían a su mismo grupo. Con la finalidad de corregir esta distorsión de la competencia, la Directiva sobre el mercado interior de la electricidad, de 26 de junio de 2003, añadió la *separación jurídica y funcional* en aras de reforzar la independencia de los gestores de las redes de transporte y distribución<sup>151</sup>. Finalmente, la Directiva sobre el mercado interior de la electricidad, de 13 de julio de 2009, estableció que el gestor, para alcanzar una independencia efectiva, debía quedar sometido a un régimen de *separación patrimonial*<sup>152</sup>. Este tipo de separación, no obstante, se aplicaría únicamente al gestor de la red de transporte<sup>153</sup>.

---

<sup>150</sup> Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

<sup>151</sup> Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.

<sup>152</sup> Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.

<sup>153</sup> La Directiva de 2009, por motivo de las reticencias manifestadas por algunos Estados miembros (entre los cuales puede destacarse a Francia), configuró el modelo de separación patrimonial con carácter potestativo. De esta forma, los Estados miembros pudieron escoger entre: un modelo *TSO* (*Transmission System Operator*), donde el propietario y gestor de la red de transporte es independiente de cualquier empresa con intereses en la producción y el suministro; un modelo *ISO* (*Independent System Operator*), donde la red de transporte es propiedad de una empresa verticalmente integrada y su gestión se encomienda a una empresa distinta; o un modelo *ITO* (*Independent Transmission Operator*), donde el propietario y gestor de la red, previo cumplimiento de los requisitos determinados por la Directiva de 2009, forma parte de una empresa verticalmente integrada. Cabe añadir, respecto de la distribución, que el artículo 26.1 de la citada Directiva establece que “si el gestor de la red de distribución forma parte de una empresa integrada verticalmente, deberá ser independiente de las demás actividades no relacionadas con la distribución, al menos en lo que se refiere a la personalidad jurídica, la organización y la toma de decisiones”.



En cuanto a la gestión de las redes de distribución, tanto el artículo 24 de la Directiva de 2009 como el artículo 30 de la Directiva de 2019 coinciden en el contenido, recogiendo sendos preceptos que *“los Estados miembros designarán o pedirán a las empresas propietarias o encargadas de las redes de distribución que designen (...) uno o varios gestores de redes de distribución”*.

A este respecto, en España, el artículo 38.1 de la Ley 24/2013 dispone que *“los distribuidores serán los gestores de las redes de distribución que operen”*; definición que resulta poco expresiva. Por ello, conviene acudir al artículo 39.2 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (en lo sucesivo, Real Decreto 1955/2000), en virtud del cual *“el gestor de la red de distribución en cada una de las zonas eléctricas de distribución será la empresa distribuidora propietaria de las mismas, sin perjuicio de que puedan alcanzarse acuerdos entre empresas distribuidoras para la designación de un único gestor de la red de distribución para varias zonas eléctricas de distribución”*. Este enunciado asocia, ahora sí, dos factores que han permanecido indisolublemente unidos, en la fase de distribución, desde los orígenes del suministro eléctrico hasta la actualidad: la *propiedad* de la red y su *gestión*.

Asimismo, por razón de la importancia que las redes eléctricas de distribución irán adquiriendo con el transcurso de la transición energética, el Cuarto Paquete ha optado por reforzar las relaciones de cooperación entre gestores a nivel comunitario. De tal forma que, por lo dispuesto en los artículos 49 y siguientes del Reglamento 2019/943/UE, relativo al mercado interior de la electricidad, los gestores de redes de distribución, cuando no formen parte de una empresa verticalmente integrada, cooperarán a través de una entidad europea que aún se encuentra pendiente de creación. Las tareas de esta entidad serán, en esencia, las siguientes: a) que la operación y planificación de las redes de transporte y distribución pueda realizarse de forma coordinada; b) facilitar el modelo de generación distribuida integrando los distintos recursos energéticos renovables y

---

concluyendo a continuación que *“estas normas no darán lugar a ninguna obligación de separar la propiedad de los activos del sistema de distribución de la empresa integrada verticalmente”*.

digitalizando las redes de distribución; c) participar en la elaboración de los códigos de red.

En lo que se refiere a las funciones a desempeñar por el gestor de la red de distribución, debe señalarse que, de conformidad con lo establecido por el artículo 31.1 de la Directiva 2019/944/UE sobre el mercado interior de la electricidad, seguirá siendo responsable *“de garantizar que la red esté en condiciones de satisfacer a largo plazo las solicitudes razonables en materia de distribución de electricidad, y de explotar, mantener y desarrollar, en condiciones económicamente aceptables, una red de distribución de electricidad segura, fiable y eficaz en su zona, teniendo debidamente en cuenta el medio ambiente y la eficiencia energética”*<sup>154</sup>.

Las funciones clásicas, tras la aprobación del Cuarto Paquete comunitario en materia de energía, no agotan la actividad de distribución. La Directiva 2019/944/UE sobre el mercado interior de la electricidad asigna al gestor de la red, con carácter novedoso, una serie de funciones vinculadas al modelo de generación distribuida; pues, como ya se advirtiera en el anterior apartado, será el gestor de la distribución quien se encargue de integrar, con la ayuda de las redes eléctricas inteligentes, los diversos recursos distribuidos en el sistema eléctrico. Las nuevas tareas guardan relación, principalmente, con los siguientes retos: el desarrollo del almacenamiento de electricidad a gran escala; el despliegue de las infraestructuras de recarga del vehículo eléctrico; y el aumento de la flexibilidad en la operación del sistema.

En cuanto a la relación entre la actividad de distribución y el almacenamiento de energía eléctrica, el artículo 36.1 de la Directiva 2019/944/UE establece que *“los gestores de redes de distribución no estarán autorizados a poseer, desarrollar, gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento de energía”*. Prohibición que se relativiza por lo dispuesto en el apartado segundo del citado precepto, en virtud del cual los gestores de las redes de distribución podrían ser autorizados si se dieran, cumulativamente, las siguientes condiciones: a) que, tras un procedimiento de licitación abierto y transparente, ningún agente del mercado hubiera manifestado su interés en poseer, desarrollar,

---

<sup>154</sup> Pueden encontrarse el detalle de las funciones asignadas al gestor de las redes de distribución en el sistema eléctrico español en el artículo 40.2 de la Ley 24/2013, así como en los artículos 40 y 41 del Real Decreto 1955/2000.

gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento; b) que tales instalaciones sean necesarias para que los gestores cumplan sus obligaciones en aras de asegurar un funcionamiento eficiente, fiable y seguro de la red de distribución; c) que la autoridad reguladora, teniendo en cuenta las condiciones mencionadas con anterioridad, valoren positivamente la necesidad de dicha excepción y concedido su aprobación<sup>155</sup>. De lo dispuesto por la nueva Directiva se desprende, en suma, una voluntad clara por parte de las instituciones europeas de que los gestores de las redes de distribución no asuman funciones en materia de almacenamiento; y, en su caso, que la gestión guarde carácter transitorio.

Respecto de las funciones asumidas por el gestor de las redes de distribución en el ámbito de las infraestructuras de recarga del vehículo eléctrico, las instituciones comunitarias han decidido actuar del siguiente modo. El artículo 33.1 de la Directiva 2019/944/UE, sobre el mercado interior de la electricidad, señala que *“los Estados miembros proporcionarán el marco regulador necesario para facilitar la conexión de los puntos de recarga de acceso público y privado a las redes de distribución”*, por lo que podría interpretarse que los Estados miembros gozarán de un importante margen de discrecionalidad en la configuración del referido marco; añadiendo a continuación que *“los Estados miembros velarán por que los gestores de redes de distribución cooperen de forma no discriminatoria con cualquier empresa que posea, desarrolle, explote o gestione los puntos de recarga para vehículos eléctricos, en particular en lo que atañe a la conexión a la red”*. Sin embargo, al igual que sucede en relación con las instalaciones de almacenamiento, recoge en su apartado segundo que los Estados miembros podrán permitir que los gestores de redes de distribución posean, desarrollen, gestionen o exploten puntos de recarga para vehículos eléctricos únicamente si se cumplen las siguientes tres condiciones de manera cumulativa: a) que, tras un procedimiento de licitación abierto y transparente, ningún agente del mercado haya manifestado su interés

---

<sup>155</sup> En este sentido, el artículo 36.4 de la Directiva 2019/944/UE añade el siguiente matiz: *“Las autoridades reguladoras efectuarán, a intervalos regulares o al menos cada cinco años, una consulta pública para valorar de nuevo el interés potencial de los agentes del mercado en invertir, desarrollar, gestionar o administrar instalaciones de almacenamiento de energía. En caso de que la consulta pública indique que terceras partes son competentes para poseer, desarrollar, gestionar o administrar estas instalaciones, los Estados miembros velarán por suprimir progresivamente las actividades de los gestores de redes de distribución en este ámbito”*. Idéntico mandato es el que establece el artículo 33.4 de la Directiva en lo que a los puntos de recarga para vehículos eléctricos se refiere.

en poseer, desarrollar, gestionar o explotar puntos de recarga para vehículos eléctricos; b) que la autoridad reguladora haya dado su aprobación; c) que el gestor de la red de distribución no favorezca a sus empresas vinculadas.

Este planteamiento comunitario respecto del papel que han de asumir los gestores de las redes de distribución en relación con las infraestructuras de recarga del vehículo eléctrico ya ha sido transpuesto al ordenamiento interno español. En concreto, se recoge en el apartado 10 del artículo 38 de la Ley 24/2013, un párrafo que ha sido añadido recientemente en virtud de lo dispuesto por el artículo 21.3 del Real Decreto-Ley 15/2018. Así pues, el artículo 38.10 de la Ley 24/2013 establece lo siguiente:

*“Sin perjuicio de lo previsto en el artículo 6.1.g, las empresas distribuidoras podrán ser titulares de último recurso de infraestructuras para la recarga de vehículos eléctricos, siempre que tras un procedimiento en concurrencia se resuelva que no existe interés por la iniciativa privada, en los términos y condiciones que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno.*

*El Gobierno podrá regular procedimientos para la transmisión de estas instalaciones por parte de las empresas distribuidoras a otros titulares, cuando se den las condiciones de interés económico, recibiendo las primeras una compensación adecuada.”*

Conviene hacer un alto en el camino a fin de observar cómo, sin que el artículo 35 de la Directiva 2019/944/UE haya modificado lo dispuesto por el artículo 26 de la Directiva 2009/72/CE, la configuración jurídica de la *separación de actividades* en la gestión de la distribución eléctrica ha sido adaptada al nuevo modelo energético. La voluntad por parte de las instituciones comunitarias de que los gestores de las redes de distribución no asuman nuevas funciones con vocación de permanencia en materia almacenamiento y recarga del vehículo eléctrico conlleva, de *iure*, la separación entre la distribución y las dos actividades mencionadas.

En definitiva, la nueva regulación europea de la distribución responde con claridad a un razonamiento concreto: determina que el almacenamiento y la recarga del vehículo eléctrico han de ser actividades de *mercado*. Este criterio explica la separación entre las actividades referidas y la distribución, puesto que las primeras han de ser prestadas en

régimen de libre competencia y la última, como ya se advirtiera al comienzo del presente apartado, ha de seguir guardando carácter regulado<sup>156</sup>.

**b) La integración de los sistemas de almacenamiento en las redes eléctricas y su gestión: el carácter esencial de la instalación deberá determinar su régimen jurídico**

La cuestión, a nuestro juicio, resulta más compleja de lo que en principio pudiera parecer. Para una mejor comprensión de la problemática planteada, haremos un ejercicio comparativo con dos actividades análogas: de un lado, las estaciones de servicio (gasolineras) y, de otro, las instalaciones de almacenamiento de gas.

En cuanto a las primeras, su similitud funcional respecto de los puntos de recarga del vehículo eléctrico (también conocidos como electrolineras) es evidente, lo cual facilita notablemente la comprensión de la cuestión; sin perjuicio de las diferencias de régimen jurídico que existen entre ambas actividades por razón de su pertenencia a sectores distintos. Tanto las estaciones de servicio como los puntos de recarga tienen una finalidad *comercial* y, por consiguiente, deben guardar una naturaleza *competitiva*. Por ello, resulta acertado que los servicios de recarga energética de vehículos eléctricos sean ordenados jurídicamente como una actividad potencialmente competitiva; con independencia de que el gestor de la red eléctrica de distribución pueda facilitar el despliegue inicial de las infraestructuras de recarga en vía pública gracias a su capacidad técnica para seleccionar óptimas ubicaciones y a su capacidad económica para realizar elevadas inversiones.

Sobre las segundas, su comparación con las instalaciones de almacenamiento de electricidad ilustrará en buena medida la problemática que nos disponemos a plantear. Recuérdesse, en este punto, que el artículo 36.1 de la Directiva 2019/944/UE no permite que los gestores de redes de distribución posean, gestionen o exploten instalaciones de almacenamiento de energía eléctrica; salvo que concurran las tres condiciones mencionadas *supra*, supuesto en el cual las funciones asumidas por el gestor de la

---

<sup>156</sup> Aunque la Ley 24/2013 distingue entre actividades *reguladas* y *no reguladas*, siguiendo a Juan DE LA CRUZ sería más preciso diferenciar entre actividades *competitivas* y *no competitivas* (entre estas últimas, la distribución); pues, desde una perspectiva jurídico-administrativa, todas son actividades reguladas. DE LA CRUZ FERRER, J., *La liberalización...* op. cit., p. 357.

distribución tendrían carácter transitorio. Sin embargo, no es éste el régimen jurídico al que se someten las instalaciones de almacenamiento de gas.

Siendo conscientes de que la electricidad y el gas poseen características físicas diferentes, no es menos cierto que la regulación de los sectores eléctrico y gasista presenta notables similitudes; las cuales se acentúan en la actividad de transporte por tratarse de sectores que funcionan con infraestructura en red (redes eléctricas en un caso y gasoductos en el otro). La gran peculiaridad de la energía eléctrica que ha condicionado tradicionalmente su régimen jurídico y económico ha sido la imposibilidad de almacenarla<sup>157</sup>; el gas natural, en cambio, puede ser almacenado en estado líquido o gaseoso<sup>158</sup>. No obstante, una de las innovaciones tecnológicas más disruptivas en el sector eléctrico es la aparición de sistemas de almacenamiento a gran escala. Esta realidad alterará sustancialmente la operación del sistema; por razones de seguridad y eficiencia, de igual manera que en el sistema gasista, surgirá la necesidad de construir instalaciones de almacenamiento con *carácter estratégico*.

En el sector gasista, mientras que los *almacenamientos básicos*<sup>159</sup> tienen la consideración jurídica de instalaciones de la red básica de gas natural *ex* artículo 59 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (en adelante, Ley 34/1998), los *almacenamientos no básicos* se rigen por un régimen jurídico y retributivo distinto. De seguido, la Ley 34/1998 dispone en su artículo 60 que “*la regasificación, el almacenamiento básico, el transporte, y la distribución tienen carácter de actividades reguladas*”.

Puede observarse, también en el sector de los hidrocarburos líquidos, cómo el *almacenamiento estratégico* es tratado jurídicamente como parte de la logística básica de productos petrolíferos. En España existe una extensa red de oleoductos y de instalaciones de almacenamiento conectadas con las refinerías y con los centros de importación. A este

---

<sup>157</sup> *Ibidem*, p. 17.

<sup>158</sup> El gas natural licuado (GNL) presenta como gran ventaja de cara a su almacenamiento que ocupa un volumen 600 veces inferior al gas en estado gaseoso. En este sentido, mientras que el GNL se almacena en plantas de regasificación, cuando se encuentra en forma gaseosa suele almacenarse en instalaciones subterráneas o antiguos yacimientos. *Cfr.* PÉREZ DE AYALA, L.: “Regasificación, transporte y almacenamiento de gas natural”, en MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO GONZÁLEZ, M. y BACIGALUPO SAGGESE, M. (directores), *Derecho de la Regulación Económica: Sector Energético, Tomo II*, Iustel, Madrid, 2009, p. 1300.

<sup>159</sup> Denominados *estratégicos* hasta la entrada en vigor de la Ley 12/2007, de 2 de julio.

respecto, la CNMC reconoce que “la distribución de carburantes a través de la red de instalaciones de almacenamiento y oleoductos de la Compañía Logística de Hidrocarburos S.A. (CLH) constituye una infraestructura esencial para los operadores al por mayor del mercado español”<sup>160</sup>; existiendo, además, alrededor de cuarenta compañías que prestan servicios de almacenamiento alternativos a los de CLH careciendo, en estos casos, de carácter esencial. Estos servicios alternativos de almacenamiento han crecido en importancia, desde la liberalización del sector de los hidrocarburos, hasta representar a día de hoy aproximadamente la mitad de la capacidad total de almacenamiento en España<sup>161</sup>.

Por todo lo expuesto sería razonable, en definitiva, que en el sector eléctrico se estableciera una diferenciación análoga entre instalaciones de almacenamiento con carácter esencial y sin él. Aquellas que fueran consideradas estratégicas para la operación del sistema, naturalmente, no podrían desarrollarse en régimen de libre competencia; siguiendo en este aspecto la misma lógica jurídica que las actividades de transporte, distribución y operación del sistema. Las instalaciones de almacenamiento de gran tamaño, en términos generales, deberían adquirir naturaleza de *essential facility*; fundamentales en un contexto de elevada generación renovable y, por consiguiente, escasa capacidad de gestión.

El almacenamiento centralizado, al que nos acabamos de referir, estará integrado por baterías de gran potencia (cuando el desarrollo tecnológico así lo permita), y, sobre todo, por centrales hidráulicas de bombeo. Somos conscientes de que calificar la capacidad de bombeo como *essential facility* puede resultar molesto, dado que hablamos de centrales que tienen dueño. No obstante, las redes eléctricas también tienen propietario y, pese a ello, cumplen una función estratégica para el sistema quedando sometidas por ello a un régimen no competitivo<sup>162</sup>. Todas las transiciones han de ser capaces de conciliar, sabiamente, alegrías y molestias.

---

<sup>160</sup> Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) titulado “Estudio sobre el mercado mayorista de carburantes de automoción en España”, 24 de junio de 2015, p. 158.

<sup>161</sup> Vid. Informe estratégico de la Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental (FUNSEAM) sobre “La red de transporte y almacenamiento de hidrocarburos líquidos de CLH”, (2013).

<sup>162</sup> Naturalmente, no todas las centrales hidráulicas serían *essential facility*. Pero, probablemente, sea este el momento de repensar el régimen jurídico y económico de la hidráulica; por dificultoso que resulte.

En relación con este asunto, el Informe elaborado por la Comisión de Expertos sobre escenarios de Transición Energética señala que *“el desarrollo de las redes deberá permitir la combinación de grandes centros de generación centralizada con el creciente peso de la generación distribuida y con sistemas de almacenamiento que, en el caso de ser de gran tamaño, estarían conectados a la red de transporte, pero que en muchos casos también estarán conectados a las redes de distribución”*<sup>163</sup>. Reflexión que resulta coherente con la crítica que acabamos de pronunciar: si durante las próximas décadas van a coexistir sistemas de almacenamiento de gran tamaño conectados a la red de transporte con otros de reducidas dimensiones conectados a la red de distribución, es razonable que reciban un tratamiento jurídico diferenciado. De igual manera que en el sector gasista es Enagás, S.A., como gestor técnico del sistema, el sujeto responsable de la operación y gestión de las instalaciones de almacenamiento a fin de garantizar la seguridad del suministro, en el sector eléctrico sería adecuado que el almacenamiento estratégico fuera gestionado por el gestor de la red de transporte o de distribución, en función de cuál sea la ubicación de la instalación. Situación distinta será la del almacenamiento distribuido; es decir, aquellas baterías de reducida potencia que puedan emplearse en hogares y empresas, las cuales carecerían de carácter esencial para el sistema.

Como muestra de que las instalaciones de almacenamiento son un activo de la red, ya sea de transporte o de distribución, y deben ser operadas, en consecuencia, por el gestor de la propia red, véase lo dispuesto por el artículo 32.3 de la Directiva sobre el mercado interior de la electricidad (2019): *“el plan de desarrollo de la red también incluirá la utilización de (...) las instalaciones de almacenamiento de energía o de otros recursos que el gestor de la red de distribución esté utilizando como alternativa a la expansión de la red”*. Entonces, si la nueva Directiva contempla el almacenamiento como una alternativa a la extensión de la red que debe ser reflejada en el plan de desarrollo que presente el gestor cada dos años a la autoridad reguladora, carecería de sentido que no gestionase, asimismo, las instalaciones de almacenamiento referidas; puesto que, a nuestro parecer, forman parte de una infraestructura con características de *monopolio natural* (las redes eléctricas, ya sean de transporte o de distribución) y, además, existen

---

<sup>163</sup> Informe final elaborado por la Comisión de Expertos sobre escenarios de Transición Energética... *op. cit.*, p. 40.



razones de interés general (su carácter estratégico para la operación del sistema eléctrico) que justifican la naturaleza *no competitiva* de las instalaciones.

A efectos de la separación de actividades, guarda interés apuntar que en el sector gasista esta técnica implica, siguiendo a Luis PÉREZ DE AYALA, que las empresas transportistas que sean titulares de instalaciones de la red básica (incluidas, por ende, las de almacenamiento básico) sólo podrán realizar, como regla general, la actividad propia del transporte; quedando excluida la posibilidad de que actúen como distribuidoras o comercializadoras<sup>164</sup>. De tal forma que, en lo que al sector eléctrico se refiere, resultaría sensato seguir el criterio regulatorio aplicado en el ámbito del gas natural, estableciendo únicamente un régimen de separación contable entre la actividad de transporte (o, en su caso, distribución) y la actividad de almacenamiento para evitar que la empresa gestora pudiera beneficiarse de subsidios cruzados.

Debemos concluir señalando con satisfacción que, al parecer, las instituciones europeas han decidido regular finalmente la cuestión en línea con la argumentación que acabamos de ofrecer. El artículo 32.1 de la Directiva 2019/944/UE, cuyo título reza *“Propiedad de las instalaciones de almacenamiento de energía por gestores de redes de distribución”*, establece como regla general que *“los gestores de redes de distribución no poseerán, desarrollarán, gestionarán o explotarán instalaciones de almacenamiento de energía”*. Sin embargo, en su apartado segundo se permite esta posibilidad siempre que se cumplan de forma cumulativa una serie de condiciones<sup>165</sup>. La novedad que desde aquí celebramos reside en que, siendo esto (la citada regla general y la excepción vinculada al cumplimiento de una serie de condiciones) lo previsto en la propuesta de Directiva, de 23 de febrero de 2017, la Directiva 2019/944/UE en su redacción definitiva añade como excepción, en el mismo artículo 32.2, que *“los Estados miembros podrán autorizar a los gestores de redes de transporte a poseer, desarrollar, gestionar o explotar instalaciones*

---

<sup>164</sup> Cfr. PÉREZ DE AYALA, L.: “Regasificación, transporte y almacenamiento... *op. cit.*, p. 1312.

<sup>165</sup> A saber: “a) tras un procedimiento de licitación abierto, transparente y no discriminatorio, sujeto a la revisión y la aprobación de la autoridad reguladora, no se haya concedido a otras partes el derecho de poseer, desarrollar, gestionar o explotar dichas instalaciones, o no puedan prestar esos servicios a un coste razonable y en tiempo oportuno; b) dichas instalaciones sean necesarias para que los gestores de redes de distribución cumplan sus obligaciones en virtud de la presente Directiva con vistas a un funcionamiento eficiente, fiable y seguro de la red de distribución y dichas instalaciones no sean utilizadas para comprar o vender electricidad en los mercados de electricidad; y c) la autoridad reguladora haya valorado la necesidad de dicha excepción y llevado a cabo una valoración del procedimiento de licitación, incluidas las condiciones del procedimiento de licitación, y haya concedido su aprobación”.

*de almacenamiento de energía, cuando sean componentes de red plenamente integrados*”<sup>166</sup>.

Quiere decirse que, de conformidad con lo aquí expuesto, las instalaciones de almacenamiento podrán recibir distinto tratamiento jurídico cuando sean *componentes plenamente integrados* en la red; como así sucede con los almacenamientos básicos en los sectores del gas natural y de los hidrocarburos líquidos.

Esta interpretación queda confirmada con la lectura del considerando (63) de la Directiva 2019/944/UE, ausente en el texto de la propuesta, según el cual:

*“Cuando las instalaciones de almacenamiento de energía sean componentes de red plenamente integrados que no se utilicen para el balance o para la gestión de congestiones, no deben estar sujetas, previa aprobación de la autoridad reguladora, a cumplir con las mismas limitaciones estrictas que los gestores de redes para poseer, desarrollar, gestionar o explotar dichas instalaciones. Dichos componentes de red plenamente integrados pueden incluir instalaciones de almacenamiento de energía, como condensadores o volantes de inercia, que prestan servicios importantes para la seguridad y la fiabilidad de la red, y contribuyen a permitir la sincronización entre las diferentes partes del sistema.”*

Cabe señalar, por último, que los titulares de las instalaciones de almacenamiento acaban de ser incorporados al ordenamiento jurídico español como nuevos sujetos del sistema eléctrico, añadiéndose a tal efecto un nuevo epígrafe h) al artículo 6.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico<sup>167</sup>. Así pues, según lo dispuesto por el artículo 6.1.h) *“los titulares de instalaciones de almacenamiento son las personas físicas o jurídicas que poseen instalaciones en las que se difiere el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada, o que realizan la conversión de energía eléctrica en una forma de energía que se pueda almacenar para la subsiguiente reconversión de dicha energía en energía eléctrica”*, guardando una elevada importancia -en lo referido a un posible escenario en que los gestores de las redes sean titulares de

---

<sup>166</sup> Nótese que, pese a hacerse referencia expresa en la Directiva 2019/944/UE a *“los gestores de redes de transporte”*, entendemos que se trata de una errata por estar destinado el precepto a la regulación de la distribución y decirse en el mismo artículo y apartado de la propuesta *“los gestores de redes de distribución”*.

<sup>167</sup> El citado epígrafe se añade en virtud de lo dispuesto por el artículo 4 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

aquellas instalaciones de almacenamiento que tengan carácter básico o esencial- que el precepto legal añada a continuación “*todo ello sin perjuicio (...) de la posibilidad de que los sujetos (...) titulares de redes de transporte y distribución puedan poseer este tipo de instalaciones sin perder su condición*”.

**c) La creación de comunidades energéticas locales y mercados locales de electricidad: hacia un sistema eléctrico más flexible**

**a’) Las comunidades energéticas locales**

La combinación de recursos energéticos distribuidos vinculados al autoconsumo, almacenamiento y movilidad eléctrica, ya sea individualmente o mediante agregación, encuentra en las redes inteligentes el hilo conductor sin el cual la generación distribuida sería inviable. Un conjunto de tecnologías disruptivas cuya sinergia ofrece, entre otras posibilidades, la creación de *comunidades energéticas locales y mercados locales de electricidad*. Nos hallamos ante innovaciones que en el clásico escenario de la generación centralizada eran, sencillamente, imposibles de imaginar.

La expresión *comunidades energéticas locales* se contempla en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) diseñado por el Gobierno de España y nace con la pretensión de englobar a las *comunidades de energías renovables* (recogidas en la Directiva 2018/2001/UE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables) y a las *comunidades ciudadanas de energía* (recogidas en la Directiva 2019/944/UE sobre normas comunes del funcionamiento del mercado interior de la electricidad) hasta su incorporación en el ordenamiento jurídico español.

Una incorporación que ha llegado, recientemente, por medio del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. En concreto, el artículo 4 de la citada norma añade un epígrafe j) al artículo 6.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en virtud del cual las *comunidades de energías renovables* “*son entidades jurídicas basadas en la participación abierta y voluntaria, autónomas y efectivamente controladas por socios o miembros que están situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dichas entidades jurídicas y que estas hayan desarrollado, cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o*

*autoridades locales, incluidos los municipios y cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde operan, en lugar de ganancias financieras”.*

Nos hallamos, en consecuencia, ante un escenario que ofrece libertad formal, señalando María Ángeles RODRÍGUEZ PARAJA en este punto que *“las comunidades locales de energía pueden revestir la forma jurídica de asociación, cooperativa, organización sin ánimo de lucro, etc.”*<sup>168</sup>.

Estos tipos de comunidades presentan una serie de notas comunes y de diferencias. En relación con las primeras, el PNIEC dispone, con carácter orientativo y no limitativo, que ambas figuras *“deben estar controladas por socios o miembros que estén en las proximidades de los proyectos y su objetivo ha de ser proporcionar beneficios medioambientales, económicos y sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde operan. Adicionalmente, en el caso de las comunidades de energía renovables, los socios deben ser personas físicas, pymes o autoridades locales (incluidos municipios)”*<sup>169</sup>. Es relevante señalar, además, que los socios de ambas comunidades conservarán su condición de clientes finales o domésticos y, con el fin de fomentar la participación en este tipo de organizaciones, podrán recibir un tratamiento fiscal diferenciado.

Asimismo, el PNIEC destaca como la principal diferencia que, *“mientras el objetivo de la comunidad de energías renovables es la realización de proyectos de cualquier naturaleza (eléctrico, térmico o transporte) siempre y cuando el origen energético sea renovable, la comunidad ciudadana de energía se ha pensado para abarcar cualquier proyecto relacionado con el sector eléctrico, incluyendo la distribución, suministro, consumo, agregación, almacenamiento de energía, prestación de servicios de eficiencia energética o la prestación de servicios de recarga para vehículo eléctrico, o de otros servicios energéticos a sus miembros”*. Para garantizar esta última

---

<sup>168</sup> Vid. RODRÍGUEZ PARAJA, M.Á., “La regulación ante la transición renovable: nuevas perspectivas”, en DE LA CRUZ FERRER, J. (dir.) y ZAMORA SANTA BRÍGIDA, I. (coord.), *Energía y Derecho ante la transición renovable*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2019, p. 197.

<sup>169</sup> La Directiva 2018/2001/UE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables precisa en su artículo 22.1 que también podrán participar en las comunidades de energías renovables como socias las empresas privadas *“siempre que su participación no constituya su principal actividad comercial o profesional”*.

función, la normativa que incorpore esta figura a nuestro ordenamiento deberá permitir que las *comunidades ciudadanas de energía* puedan poseer, establecer, adquirir o arrendar redes de distribución y gestionarlas autónomamente, así como la posibilidad de acceder a todos los mercados organizados de electricidad.

Se trata, en definitiva, de nuevas formas socioeconómicas de organización fruto de las opciones ofrecidas por el modelo de generación distribuida que pueden aplicarse en diversidad de contextos (piénsese en cooperativas, polígonos industriales, parques tecnológicos, comunidades de propietarios o zonas portuarias).

Debe insistirse en que ambas comunidades tienen como finalidad principal, de acuerdo con lo establecido por las directivas europeas, la obtención de “*beneficios medioambientales, económicos o sociales por sus socios o por las zonas locales donde operan, en lugar de ganancias financieras*”. De tal modo que subyace una filosofía sostenible y colaborativa, absolutamente compatible con el legítimo ánimo de lucro perseguido por la actividad de las empresas energéticas (donde, por cierto, las políticas de responsabilidad social corporativa tienen una importancia progresiva), tratándose de actores distintos con objetivos diferentes en un sector que avanza con firmeza, por efecto de la generación distribuida, hacia la descentralización de su estructura productiva.

Finalmente, en lo relativo a las *comunidades energéticas locales*, cabe destacar la labor realizada por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE). Además de publicar un completo y riguroso documento titulado “*Guía para el desarrollo de instrumentos de fomento de comunidades energéticas locales*”, está promoviendo y financiando proyectos piloto relacionados con la implantación de estas comunidades.

### **b’) Los mercados locales de electricidad**

En cuanto a las nuevas funciones que habrán de asumir los gestores de las redes de distribución en el uso de la *flexibilidad*, destaca el contenido que recoge el artículo 32 de la Directiva 2019/944/UE. De este precepto pueden extraerse las siguientes ideas: a) los marcos reguladores permitirán a los gestores de redes de distribución adquirir servicios a partir de recursos tales como la generación distribuida, la respuesta de la demanda o el almacenamiento; b) los gestores de redes de distribución intercambiarán toda la información necesaria y se coordinarán con los gestores de redes de transporte a

fin de garantizar la utilización óptima de los recursos, velar por el funcionamiento seguro y eficiente de la red y facilitar el desarrollo del mercado; c) los gestores de las redes de distribución serán adecuadamente remunerados por los costes que implique la incorporación de las tecnologías de información y comunicación; d) el desarrollo de una red de distribución se basará en un plan transparente que los gestores de redes de distribución deberán presentar cada dos años a la autoridad reguladora, planificación que incluirá las inversiones previstas en los próximos cinco a diez años.

La necesidad de dotar al sistema de *flexibilidad* nace con el modelo de generación distribuida. En un *mix* energético con mayor presencia renovable, la oferta incrementará su *variabilidad* de forma inevitable. Además, la digitalización y la electrificación de la economía reducirán la *predictibilidad* de la demanda. Es por ello que la flexibilidad se identifica como el elemento que condicionará en mayor medida el diseño del mercado eléctrico durante la próxima década.

Cuando hablamos de flexibilidad pretendemos que el término adquiera un sentido lo más amplio posible; y, quizás por ello, puede resultar en ocasiones equívoco. Un alcance más limitado es el que presenta la interrumpibilidad por su tradicional empleo en España. Hasta ahora, este concepto ha sido asociado casi en exclusiva al sector industrial. Sin embargo, el éxito de la transición energética dependerá, en buena parte, de que la interrumpibilidad se consolide como un fenómeno habitual en oficinas y hogares; siendo, lógicamente, por ello remunerados. La idea es que haya mercados de interrumpibilidad (o de flexibilidad, usando la terminología de la Directiva) en el que los consumidores puedan participar a través de agregadores<sup>170</sup>, siendo éstos ayudados por sistemas de

---

<sup>170</sup> “Alicia Carrasco, directora general de ENTRA Agregación y Flexibilidad, la recientemente creada asociación para impulsar la actividad, la define así: «La agregación de la demanda ofrece al consumidor final la posibilidad de ahorrar y ser remunerado por hacer cambios en su patrón de consumo sin que éste afecte a su confort, facilitando la labor de los operadores de red a un menor precio, de una manera más sostenible y potencialmente más segura. Se trata de algo similar a la de la interrumpibilidad, un mecanismo de seguridad del sistema eléctrico que permite cortar la luz a grandes consumidores de energía a cambio de una remuneración, salvo que en el caso del agregador, a menos que se pacte lo contrario, no se cortaría el suministro de los clientes, sino que se modularía para que coincidiera con los períodos de precios bajos del mercado, obteniendo el consecuente ahorro. La agregación existe de hace años en numerosos países y proporciona ahorros a los clientes que oscilan entre el 3 % y el 10 %, aunque hay casos, como en Francia, en los que llega al 15 %.»”

Titular de la noticia: “El Gobierno regula un nuevo agente en el mercado para permitir un ahorro de hasta el 15 % en electricidad”, (14 de diciembre de 2018), de *elEconomista.es*.

inteligencia artificial que permitan la toma de decisión automáticamente cuando los algoritmos programados detecten que la electricidad alcanza un determinado precio. Un escenario complejo que trata de materializar un objetivo muy simple: que, cuando el precio sea elevado, los ciudadanos consuman la menor cantidad de electricidad posible sin que ello perjudique su calidad de vida. Es decir, se pretende que el nuevo modelo de negocio tenga un diseño adecuado para el fomento de la eficiencia energética.

En este nuevo escenario será fundamental que el gestor de la distribución trate de optimizar el potencial de flexibilidad que pueda ofrecer la integración en la red de los diversos recursos distribuidos. Por tanto, será esencial que se permita a los gestores de las redes de distribución que se encarguen de operar la generación renovable a nivel local, práctica que podría disminuir considerablemente los costes de la propia red. Para que ello sea posible, resulta condición necesaria que se permita la *agregación* de los recursos energéticos distribuidos y la creación de *mercados locales de electricidad*.

Según el informe elaborado por la Comisión de Expertos sobre escenarios de Transición Energética, la agregación de la demanda no se prohíbe en España, pero tampoco está regulada. La Comisión de Expertos realiza una serie de recomendaciones para el desarrollo de la agregación, figurando entre ellas la de “*analizar y comenzar el desarrollo de modelos de mercado locales, inicialmente en forma de prototipos, que, integrados con el mercado mayorista, permitan a los recursos distribuidos disponer de mecanismos de precios libres, ayudando a la mejora de la gestión de las redes locales, principalmente de distribución, para mejorar la capacidad de transporte de las mismas y evitar el vertido de energía renovable producida a nivel local*”<sup>171</sup>.

Es esta una sugerencia que, casi con inmediatez, ha sido puesta en práctica por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y el Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (OMIE). Se trata de un proyecto denominado *Integración de Recursos Energéticos a través de Mercados Locales de Electricidad*

---

Recuperado de:

<https://www.eleconomista.es/empresas-finanzas/noticias/9582499/12/18/El-Gobierno-regula-la-agregacion-de-demanda-para-permitir-un-ahorro-hasta-del-15-en-electricidad.html>

<sup>171</sup> Informe final elaborado por la Comisión de Expertos sobre escenarios de Transición Energética... *op. cit.*, p. 516.

(IREMEL), mediante el cual, a partir de prototipos, se gestiona la integración de los distintos recursos energéticos distribuidos en la red.

Los mercados energéticos locales se encuentran en fase de estudio y desarrollo, debiendo esperar, en consecuencia, a que alcancen su periodo de madurez para realizar al respecto valoraciones precisas. Sin embargo, los prototipos puestos en funcionamiento podrían servir para solucionar una problemática que se irá agudizando según vaya creciendo el nuevo modelo de generación: las congestiones en la red de distribución.

En esta línea, OMIE diferencia entre lo que denomina *mercados de carácter global y mercados de flexibilidad*. Respecto de los primeros, se refiere a los mercados eléctricos *spot* de ámbito europeo (entre ellos, el ibérico) existentes actualmente, los cuales permiten la negociación de la energía con agentes ubicados en diferentes puntos de la red (tanto ibérica como europea) sin que en las transacciones la localización del productor sea un factor relevante. Mientras que, en relación con los segundos, señala que son aquellos mercados en los que, por motivo de las condiciones técnicas de la red de distribución, los intercambios deben ser realizados por instalaciones situadas en un lugar determinado; siendo trascendental en su diseño la capacidad de los recursos energéticos distribuidos para modificar su producción y/o consumo en virtud de las instrucciones recibidas de los gestores de la red de distribución<sup>172</sup>.

De esta forma, los recursos energéticos distribuidos tendrán la opción de participar, en el referido mercado ibérico o en el correspondiente mercado local, según sea el grado de congestión de la red de distribución. Si el MIBEL presenta un estado global de la red libre de congestiones, los mercados locales de flexibilidad deberían estar desactivados. Por el contrario, en un escenario de potenciales congestiones, los recursos energéticos distribuidos podrían participar del siguiente modo: en el mercado *spot* de manera limitada cuando las necesidades técnicas así lo justifiquen; o, lo que resultaría más aconsejable, en el mercado de flexibilidad de su ámbito zonal (entendiendo éstos como los mercados diseñados para permitir a los gestores de las redes de distribución solventar los problemas previstos en sus redes mediante la participación de los recursos energéticos localizados en ellas).

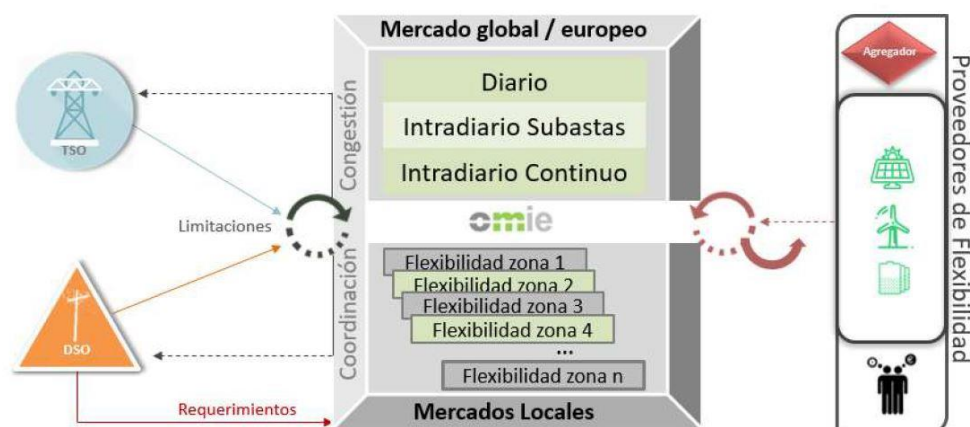
---

<sup>172</sup> Informe del Operador del Mercado Ibérico de Electricidad, OMI Polo Español S.A. (OMIE), titulado “Modelo de funcionamiento de los mercados locales de electricidad”, 11 de abril de 2019.



**FIGURA 2.5**

**Intercambios de información entre los principales actores de los mercados locales**



Fuente: Operador del Mercado Ibérico de Electricidad, OMI Polo Español S.A. (OMIE)

Nos hallamos, en fin, ante la fase inicial de un nuevo modelo de negocio. En el inicio de la transición energética. Un cambio de etapa que, pese a la naturaleza disruptiva de las innovaciones tecnológicas que lo impulsan, permitirá la coexistencia durante años -incluso décadas- entre el tradicional modelo de generación eléctrica centralizada y el nuevo modelo de generación distribuida.

Esta convivencia entre modelos se verá reflejada, naturalmente, en los tipos de mercados eléctricos existentes. Tendremos, en esencia, dos tipos de mercados: el *mercado eléctrico mayorista o spot* (que incluye, a su vez, los mercados: diario, intradiario y de balance) y los novedosos *mercados locales de electricidad*. Este último tipo, al nutrirse exclusivamente de fuentes de energía renovables o asimilables, su modelo retributivo se basará, seguramente, en un sistema de costes reconocidos<sup>173</sup>; y no, como sucede en el mercado *spot*, como consecuencia de la casación entre oferta y demanda en el contexto de un sistema marginalista. De cualquier modo, el objetivo fundamental será que estos mercados se integren, junto a los contratos bilaterales (conocidos en este nuevo modelo como PPAs), a fin de que la oferta que reciba el consumidor sea unitaria.

<sup>173</sup> Es la única forma de retribuir a los productores que, en un mercado totalmente renovable, emplean tecnologías que combinan elevados costes fijos con costes variables tendentes a cero.

Por tanto, el precio final del componente energético deberá guardar una relación lógica con la composición del *mix* con el que realmente se ha producido la electricidad que se consume; unas veces vendrá dado por el precio marginal horario y otras por el coste reconocido, pero la señal de precio que se traslade al ciudadano debe ser única.

Un complejo sistema cuya esencia queda reflejada en la reflexión -especialmente acertada- que comparte Rafael GÓMEZ-ELVIRA GONZÁLEZ:

*“Los desarrollos tecnológicos están produciendo cambios muy importantes en el sector eléctrico, donde el modelo centralizado tradicional, basado en aprovechar las economías de escala, se ve desafiado por nuevos recursos distribuidos que cada vez son más asequibles y competitivos. En el nuevo escenario, en el que multitud de agentes pueden operar como consumidor o como generador, aparecen figuras como la del agregador que, como cualquier agente, deberá firmar las reglas del mercado y ser responsable de sus desvíos (evitando situaciones de free-riding). En definitiva, serán los mercados quienes permitirán la convivencia entre ambos modelos (centralizado y descentralizado), poniendo precio a la flexibilidad.”<sup>174</sup>*

---

<sup>174</sup> GÓMEZ-ELVIRA GONZÁLEZ, R., “Propuestas europeas hacia un nuevo modelo de mercado”, *Cuadernos de la Energía* (editados por el Club Español de la Energía, Garrigues y Deloitte), núm. 53, (2017), p. 24.



## CAPÍTULO III. PARTICIPACIÓN Y AGREGACIÓN DE LA DEMANDA

### 1. El contador inteligente

#### A) Concepto y evolución de su despliegue

El *contador inteligente* (*smart meter* en inglés) es un equipo de medida capaz de registrar la lectura del consumo de energía eléctrica y comunicarla telemáticamente en *tiempo cuasi real*<sup>175</sup>. Una vez más, como ya fuera apuntado anteriormente, la inteligencia como adjetivo calificativo hace referencia a un novedoso escenario de alta conectividad.

En concreto, la definición legal de contador inteligente más reciente y precisa puede encontrarse recogida en el artículo 2.23 de la Directiva 2019/944/UE, según el cual se trata de “*un sistema electrónico capaz de medir la cantidad de electricidad vertida a la red o el consumo de electricidad de la red, que proporciona más información que un contador convencional, y capaz de transmitir y recibir datos, con fines de información, seguimiento y control, utilizando una forma de comunicación electrónica*”; siendo los contadores convencionales, en virtud de los dispuesto por el artículo 2.22, aquellos “*sin capacidad para transmitir ni recibir datos*”.

Los contadores inteligentes, cuya existencia es posible gracias al proceso de digitalización, ofrecen múltiples ventajas. Destacan, entre ellas, las siguientes: a) la monitorización de los contadores hará más sencillo identificar los problemas relacionados con el suministro; b) podrá ajustarse la potencia contratada a distancia (sin necesidad de que acuda un técnico al domicilio); c) las lecturas ya no serán estimadas, sino reales.

Lo fundamental desde una perspectiva macro-regulatoria, sin embargo, es que el rápido despliegue de los contadores inteligentes se presenta como el elemento necesario para que los hogares comiencen a gestionar de una forma racional su consumo de electricidad; lo cual no ha sucedido hasta fechas muy recientes.

Los contadores inteligentes guardan una especial trascendencia en el ámbito del suministro eléctrico con autoconsumo, puesto que los equipos de medida bidireccionales

---

<sup>175</sup> El artículo 2.20 de la Directiva 2019/944/UE define *el tiempo cuasi real* del siguiente modo: “*en el contexto de los contadores inteligentes, un período de tiempo corto, generalmente de segundos, o equivalente, como máximo, al período de liquidación de los desvíos del mercado nacional*”.

permiten un conocimiento tanto de la generación como del consumo en tiempo cuasi real; información que permite modular cualquiera de las dos acciones en función de las necesidades que hayan de atenderse y de la flexibilidad que se pretenda ofrecer en el mercado.

No obstante, la utilidad de los contadores inteligentes trasciende al nuevo modelo de generación distribuida. La información que en forma de datos facilitan estos nuevos equipos de medida es igualmente útil en los supuestos de suministro eléctrico tradicional. La clave radica en el conocimiento que estos dispositivos facilitan sobre el propio consumo. Un proceso que, como se explicará a continuación, permite la *participación de la demanda* en el mercado eléctrico.

En cuanto a la evolución de su despliegue, el Derecho de la Unión Europea ha establecido que éste debe guiarse por el análisis coste-beneficio.

En un primer momento, la Directiva 2009/72/CE establecía un calendario de diez años, como máximo, para la aplicación de sistemas de medición inteligente<sup>176</sup>; estando condicionada la instalación de los contadores a la viabilidad económica de los mismos. En los supuestos en que la evaluación resultara positiva, al menos el 80 % de los consumidores deberían estar equipados con sistemas de contador inteligente en el año 2020.

En España, lo cierto es que se ha encontrado la fórmula adecuada para lograr que su grado de implantación sea uno de los más elevados a nivel comunitario.

La disposición adicional segunda del Real Decreto 809/2006, de 30 de junio, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006, establecía que, desde el 1 de julio de 2007, los equipos de medida que fueran instalados para nuevos suministros de energía eléctrica hasta una potencia contratada de 15 kW (denominados equipos de medida Tipo 5) y los que sustituyeran los antiguos suministros deberían permitir la discriminación horaria de las medidas, así como la telegestión en los términos y

---

<sup>176</sup> Cfr. Artículo 3 y Anexo I de la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

condiciones técnicas que fueran establecidas por el antiguo Ministerio de Industria, Turismo y Comercio<sup>177</sup>.

Más adelante, la disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, relativa al *Plan de Sustitución de Contadores*, dispuso los plazos que las empresas distribuidoras habían de cumplir para la sustitución de los contadores de medida en suministros de energía eléctrica con una potencia contratada de hasta 15 kW por nuevos equipos que permitieran la discriminación horaria y la telegestión, plazos que fueron modificados por la Orden IET/290/2012, de 16 de febrero; si bien se mantenía como fecha límite para la sustitución total de dicha tipología de equipos de medida el 31 de diciembre de 2018.

De tal forma que, por motivo de la complejidad técnica que el proceso implica, los plazos quedaron finalmente así fijados:

- a) Antes del 31 de diciembre de 2014 debía sustituirse un 35 % del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidora.
- b) Entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2016 debía sustituirse otro 35 % del total.
- c) Entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2018 debía sustituirse el 30 % restante.

---

<sup>177</sup> Nótese, sobre este particular, que el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, ha modificado el artículo 9 del Real Decreto 1110/2007 estableciendo lo siguiente: “*Los equipos de medida Tipo 4 dispondrán de seis registros de energía activa, seis de energía reactiva y otros seis de potencia. Así mismo, los equipos tendrán capacidad para programar los parámetros necesarios para la facturación de las tarifas integrales y de acceso. No obstante, lo anterior, los equipos deberán disponer de capacidad para parametrizar periodos de integración de hasta una hora, así como registrar y almacenar las curvas horarias de energía activa y reactiva de un mínimo de tres meses*”.

Este esfuerzo organizativo fue reconocido por la Comisión Europea, mencionando en un informe realizado sobre la cuestión que España era, en el año 2014, uno de los dieciséis Estados miembros que ya había iniciado el despliegue a gran escala de contadores inteligentes<sup>178</sup>.

Debe señalarse que la normativa no prevé un plazo para realizar la integración efectiva de los contadores sustituidos por el distribuidor en el sistema de telegestión; lo cual resulta esencial para el aprovechamiento de los datos registrados por los equipos de medida<sup>179</sup>.

Un detallado informe de la CNMC sobre el proceso de sustitución de contadores analógicos por digitales<sup>180</sup> señalaba que el número de equipos con capacidad de medida y telegestión efectivamente integrados en la red superó los 21 millones a finales de 2016; cifra que representa el 74,5 % del total de los contadores con una potencia contratada igual o inferior a 15 kW. En esta línea, los últimos datos ofrecidos por la CNMC confirman que, a 31 de diciembre de 2018, el número de equipos superó los 26,8 millones; lo que supone la integración efectiva del 99,14 % de los contadores sustituidos<sup>181</sup>. El despliegue, en atención a lo expuesto, puede afirmarse que se ajusta a los plazos establecidos por el *Plan de Sustitución de Contadores*.

---

<sup>178</sup> Informe de la Comisión sobre la “Evaluación comparativa de la implantación de los contadores inteligentes en la Europa de los 27, en particular en lo relativo a la electricidad”, de 17 de junio de 2014, COM (2014) 356 final.

<sup>179</sup> Consideramos a este respecto que, pese a la implantación gradual de los contadores, debe procurarse una cierta unidad de acción respecto de sus especificaciones técnicas. En este sentido, la Comisión de Expertos sobre escenarios de Transición Energética considera que “*lo eficiente sería medir la potencia máxima instantánea demandada en cada hora (y no la potencia media que resulta de integrar la energía consumida horariamente)*, siendo deseable que, en el futuro, las especificaciones técnicas de los contadores permitieran hacer mediciones cinco-minutales o, al menos, cuarto-horarias” Cfr. Informe final elaborado por la Comisión de Expertos sobre escenarios de Transición Energética... *op. cit.*, p. 333.

<sup>180</sup> Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre “*El cumplimiento del segundo hito del Plan de Sustitución de Contadores*”, de 14 de septiembre de 2017, con núm. de expediente INF/DE/063/17.

<sup>181</sup> Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre “*El cumplimiento del último hito del Plan de Sustitución de Contadores*”, de 6 de junio de 2019, con núm. de expediente INF/DE/180/18.

**FIGURA 2.6****Número total de contadores integrados por distribuidora (2016)**

	Nº de contadores totales por distribuidora	% contadores sobre el total por distribuidora	Nº de contadores integrados por distribuidora	% contadores integrados por distribuidora	% contadores integrados sobre el total
Endesa Dist. S.L.	11.562.247	41,0%	8.469.180	73,2%	40,3%
Iberdrola Dist. S.A.	10.564.435	37,5%	7.967.417	75,4%	37,9%
Unión Fenosa Dist. S.A.	3.609.115	12,8%	2.738.822	75,9%	13,0%
Hidrocantábrico Dist. S.A.	642.036	2,3%	456.329	71,1%	2,2%
Viesgo Dist. S.L.	506.942	1,8%	495.002	97,6%	2,4%
Barras Eléctricas G-A S.A.	164.036	0,6%	159.451	97,2%	0,8%
Resto Distribuidoras	1.158.992	4,1%	717.905	61,9%	3,4%
<b>TOTAL</b>	<b>28.207.803</b>	<b>100,0%</b>	<b>21.004.106</b>	<b>74,5%</b>	<b>100,0%</b>

*Fuente:* Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)

Finalmente, debe apuntarse que, según se establece en el apartado 2 de la disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007, el cliente puede optar por instalar los equipos en régimen de alquiler o bien adquirirlos en propiedad. Como se observa en la información facilitada por el informe de la CNMC, de 6 de junio de 2019, la mayoría de los clientes han optado por alquilar los equipos de medida a la empresa distribuidora; disponiendo únicamente el 0,31 % de los consumidores de contador en propiedad. Es significativo, según destaca la CNMC, que los porcentajes varían en gran medida si se analiza la propiedad de los equipos que no han sido sustituidos: en este caso, el porcentaje de contadores propiedad del cliente asciende al 28,57 % del total. La CNMC concluye al respecto que *“las distribuidoras han optado primero por sustituir aquellos contadores de su propiedad, o bien que han encontrado más dificultades a la hora de sustituir los equipos en propiedad del cliente”*.

## **B) Solución al problema de asimetría informativa que impedía la participación de la demanda**

### **a) Régimen jurídico comunitario del contador inteligente a la luz del Cuarto Paquete legislativo**

Nos referimos en concreto al ámbito comunitario porque, por vez primera, puede encontrarse una pormenorizada regulación del contador inteligente gracias a la Directiva



2019/944/UE. Ahora los Estados miembros, siguiendo las bases fijadas por la Unión Europea, deberán dotar a este novedoso dispositivo tecnológico de un marco regulatorio propio a nivel estatal.

Este régimen jurídico comprende, en esencia, los artículos 19 y siguientes de la citada Directiva. Mientras que el artículo 19 hace referencia, básicamente, a la fórmula del coste-beneficio para la evaluación de su despliegue, el artículo 20 se ocupa de las funcionalidades que deben estar presentes en los sistemas de medición inteligente. Este precepto recoge como cuestiones más relevantes, las siguientes: a) que los contadores inteligentes midan exactamente el consumo real de electricidad y proporcionen a los clientes finales, de manera accesible y sin coste adicional, información sobre el tiempo real de uso; b) la seguridad de los contadores inteligentes y la protección de datos; c) que los contadores inteligentes puedan contabilizar la electricidad vertida a la red desde las instalaciones de los clientes que autogeneran electricidad.

El artículo 21, titulado *derecho a un contador inteligente*, resulta trascendente por configurar la adquisición de un contador inteligente como un derecho subjetivo del consumidor; con independencia de que el Estado miembro correspondiente considere que los costes impiden su instalación generalizada o sistemática<sup>182</sup>. Este precepto establece, asimismo, que la interoperabilidad, entendida como la capacidad de conexión entre la infraestructura del contador y los sistemas de gestión de la energía del consumidor en tiempo cuasi real, forma parte esencial del derecho a usar un contador inteligente.

Finalmente, en cuanto al plazo de instalación del contador inteligente, el propio artículo 21 exige que éste sea razonable; determinando el límite de esa razonabilidad en cuatro meses desde la solicitud del cliente. Contadores inteligentes que, por cierto, habrán de ser revisados periódicamente (al menos, cada dos años) a fin de adecuarlos a los avances tecnológicos del momento.

---

<sup>182</sup> En relación con este escenario, cabe precisar que, según el considerando (54) de la Directiva, “los Estados miembros que no implanten sistemáticamente contadores inteligentes deben ofrecer a los consumidores la posibilidad de beneficiarse, previa solicitud, en condiciones justas y razonables y proporcionándoles toda la información pertinente, de la instalación de un contador inteligente de electricidad”. Añadiendo, a continuación, que, “cuando no dispongan de contadores inteligentes, los clientes deben tener derecho a contadores que cumplan los requisitos mínimos necesarios para facilitarles la información sobre facturación especificada en la presente Directiva”.

## b) La información asimétrica como un fallo clásico del mercado eléctrico

El prestigioso economista Richard MUSGRAVE, en su destacada obra *The theory of public finance*<sup>183</sup>, propuso una clasificación de las razones que justifican la intervención del Estado en la economía que, según la doctrina económica más autorizada<sup>184</sup>, aún no ha sido superada. De conformidad con ella, son tres los motivos que hacen necesaria la actuación del Estado: a) la falta de *estabilidad* en el crecimiento económico; b) la necesidad de *redistribuir* las rentas y la riqueza; c) la asignación *ineficiente* de los recursos.

Resulta especialmente interesante el tercer motivo, pues establece la presunción de que los particulares no siempre son capaces de adoptar decisiones *óptimas* en términos económicos. El primer teorema fundamental de la economía del bienestar considera que un mercado perfectamente competitivo debe producir una asignación eficiente de los recursos. No obstante, advierte Juan DE LA CRUZ FERRER que “*las consecuencias de este paradigma para la política económica han sido trascendentales: la suposición, tan querida por algunos economistas, de que existe un modelo de equilibrio con competencia perfecta lleva a buscar ‘las imperfecciones’ y ‘fallos’ de los mercados y, acto seguido, a proponer las regulaciones económicas y las intervenciones gubernamentales para corregir esos fallos*”<sup>185</sup>.

El *fallo* que ahora interesa subrayar es el referido a la *información asimétrica*; cuestión sobre la cual ha profundizado con brillantez, desde una perspectiva generalista, el economista estadounidense Joseph STIGLITZ. Resulta de interés observar cómo identifica dos elementos esenciales para superar la asimetría de información en un mercado: los *incentivos* para revelar y recabar datos, así como los *mecanismos* adecuados para lograrlo<sup>186</sup>.

---

<sup>183</sup> MUSGRAVE, R. A., *The theory of public finance*, McGraw-Hill, Nueva York, 1959.

<sup>184</sup> BEL, G., *et al.*: “Economía y regulación de los servicios de red”, en MUÑOZ MACHADO, S. y ESTEVE PARDO, J. (directores), *Derecho de la Regulación Económica: Fundamentos...* *op. cit.*, p. 747.

<sup>185</sup> DE LA CRUZ FERRER, J., *Principios de regulación económica...* *op. cit.*, p. 155.

<sup>186</sup> *Vid.* STIGLITZ, J. E., “La información y el cambio en el paradigma de la ciencia económica”, *Revista Asturiana de Economía*, núm. 25, (2002), p. 113. En esta revista se recoge el discurso (traducido al español) que pronunció Joseph E. STIGLITZ en Estocolmo, el 8 de diciembre de 2001, cuando recibió, junto con G. AKERLOF y M. SPENCE, el Premio Nobel de Economía (Premio en Ciencias Económicas del Banco de Suecia, creado en memoria de Alfred NOBEL).

Los consumidores, tradicionalmente, han acudido al mercado eléctrico con una venda en los ojos. Se han acostumbrado a consumir en función de sus necesidades, desconociendo absolutamente el precio que pagaban por la electricidad demandada. Únicamente eran informados del coste abonado cuando, a mes vencido, recibían la factura del suministro eléctrico; documento, por cierto, que resulta ininteligible para la mayoría natural de la población.

Por ello, el profesor DE LA CRUZ FERRER señala esta ineficiencia como una de las más graves en el diseño de los mercados eléctricos y explica con meridiana claridad qué incentivos existen para que la demanda participe en ellos. En este sentido, señala que la participación de la demanda en los mercados eléctricos cumpliría funciones importantísimas: a) evitaría que los consumidores con un consumo más flexible subsidien a los que no moderan su consumo en momentos de punta (subsidio que, por lo general, se produce con carácter regresivo); b) la reducción del consumo en horas punta haría innecesaria la construcción de nuevas centrales con capacidad para cubrir los momentos de máxima demanda (a fecha de hoy, se trata principalmente de centrales térmicas de carbón y ciclos combinados de gas natural), lo cual reduciría los costes totales del sistema y la dependencia de combustibles fósiles; c) permitiría la mejor asignación de los recursos y la conservación del medio ambiente; d) incrementaría la seguridad del sistema porque, de una parte, permitiría al Operador del Sistema despachar las unidades de generación con márgenes más amplios y, de otro, evitaría situar al sistema al límite de la capacidad disponible, con la situación de riesgo que ello supone; e) aumentaría la elasticidad de la demanda en relación con la electricidad, lo que dificultaría el abuso de posición dominante por parte de los grandes productores<sup>187</sup>.

Así pues, en el escenario de recursos energéticos distribuidos antes descrito, la agregación puede resultar muy interesante, no sólo para los propios consumidores, también para las comercializadoras o agregadores independientes capaces de prestar este servicio y, especialmente, para la operación del sistema. Se demuestra, de este modo, que la participación de la demanda en los mercados organizados de electricidad contempla

---

<sup>187</sup> Cfr. DE LA CRUZ FERRER, J., “El funcionamiento del sistema eléctrico. Sujetos. Separación de actividades. Planificación”, en MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO GONZÁLEZ, M. y BACIGALUPO SAGGESE, M. (directores), *Derecho de la Regulación Económica, Vol. III, Sector Energético, Tomo I*, Iustel, Madrid, 2009, p. 326.

múltiples externalidades positivas, lo que ha generado desde hace más de una década un amplio consenso sobre su carácter esencial para lograr un diseño coherente, completo y racional de los mismos<sup>188</sup>.

Quiere decirse que, existiendo un amplio consenso sobre la necesidad de que la demanda participe en los mercados eléctricos y habiendo *incentivos* para que ello suceda, si no se ha producido antes se debe a la ausencia del segundo elemento imprescindible señalado por STIGLITZ: los *mecanismos*.

A decir de Pedro LINARES LLAMAS, “*consumir de forma más eficiente supone, no sólo reducir el consumo, sino también gestionar el consumo en el tiempo*”. Esta afirmación está cargada de sentido, dado que la imposibilidad de almacenar grandes cantidades de electricidad provoca que los costes de producción oscilen sustancialmente durante las distintas horas del día y las diferentes estaciones del año. El profesor LINARES añade que “*sin embargo, en la gran mayoría de los sistemas eléctricos los consumidores no reciben las señales adecuadas para la gestión temporal de su consumo. La razón fundamental es la inexistencia de tecnologías que permitan, por una parte, trasladar a los consumidores estas señales y, por otra parte, medir su consumo temporal. Esta asimetría en la información constituye un fallo de mercado, por cuanto las decisiones de consumo no recogen de forma adecuada el coste de producción del bien, en este caso la electricidad, en los distintos periodos horarios*”<sup>189</sup>.

En esta línea, debería diferenciarse la *gestión* de la demanda y la *participación* de la demanda; conceptos que, pese a emplearse normalmente desde un plano de sinonimia, consideramos que guardan diversos significados.

La *gestión* responde a factores exógenos; es decir, parte de la demanda modifica su comportamiento en un momento concreto porque un tercero, en el ejercicio de una

---

<sup>188</sup> A este respecto, el profesor DE LA CRUZ FERRER señala que el análisis de las causas de la crisis de California ha permitido la formación de un consenso sobre el carácter esencial de la participación de la demanda en los mercados eléctricos. Con el fin de ilustrarlo, reúne un conjunto de interesantísimos testimonios de la doctrina económica norteamericana especializada en la materia, a saber: Alfred KAHN de la Universidad de *Cornell*; Severin BORENSTEIN, de la Universidad de *Berkeley*; Frank WOLAK, de la Universidad de *Stanford*; Peter CRAMTON, de la Universidad de *Maryland*; y Paul JOSKOW, del Instituto Tecnológico de *Massachusetts*. *Ibidem*, pp. 322 y 323.

<sup>189</sup> LINARES LLAMAS, P.: “Demanda de electricidad y eficiencia”, en AGÚNDEZ, M.Á. y MARTÍNEZ-SIMANCAS, J. (directores), *Energía eléctrica. Manual básico para juristas*, Wolters Kluwer (La Ley), Madrid, 2014, p. 280.

potestad, decide que es lo más adecuado para el sistema eléctrico en su conjunto. En España viene funcionando desde tiempo atrás, principalmente, a través de la siguiente figura: el *servicio de interrumpibilidad*. Este mecanismo se activa en virtud de una orden de reducción de potencia dada por Red Eléctrica de España, en su condición de Operador del Sistema, a los consumidores que hayan contratado este servicio (normalmente, la gran industria). Aunque no sea habitual, en ocasiones el sistema eléctrico presenta escenarios en los que no hay suficiente generación para abastecer toda la demanda, lo cual puede deberse: a) a una punta de consumo extraordinaria; b) a una pérdida súbita de generación renovable; c) a una combinación de ambas. De esta forma, cuando el mecanismo se activa, determinados consumidores electrointensivos reducen su consumo para mantener el equilibrio entre generación y demanda; evitando así que al resto de los consumidores (en su mayoría, domésticos) les falte electricidad. Por ello, en buena lógica, perciben a cambio una retribución económica que se asigna mediante un sistema de concurrencia competitiva (subastas de precio descendente).

La *participación*, por el contrario, responde a factores endógenos; es decir, el consumidor que decida participar en los mercados organizados de electricidad lo hará, *cuándo y cómo* considere oportuno, con la pretensión de maximizar su ahorro. La capacidad de decisión de los consumidores, no obstante, depende de la información que puedan obtener; siendo realmente escasa hasta la fecha y generando en consecuencia un importante *fallo del mercado* conocido como *asimetría informativa*.

En el ámbito de la telefonía móvil, por ejemplo, modulamos sustancialmente el consumo de datos en función de los *megabytes* que nos queden disponibles según la tarifa que hayamos contratado. Por consiguiente, el consumo lo vinculamos constantemente a la información recibida en tiempo cuasi real. En materia de electricidad, la dinámica debería ser idéntica; sin embargo, tecnológicamente hemos carecido -desde siempre- de *mecanismo* alguno que nos permitiera conocer, antes de emprender una concreta acción, cuál era el precio en el mercado mayorista, así como la electricidad consumida hasta la fecha.

Esta información puede resultar insignificante de cara a encender el interruptor de una habitación durante unos minutos, puesto que el consumo que implica resulta escaso; siendo mayor, en caso de no encenderlo, el perjuicio por la incomodidad causada que el

ahorro económico. Pero el momento concreto del día o de la noche en que ponemos en funcionamiento determinados electrodomésticos (lavadora, horno o lavavajillas) sí puede reducir de manera significativa el gasto mensual en electricidad si lo hacemos, por lo general, durante las denominadas *horas valle* o de menor demanda.

Es por ello que el contador inteligente debe considerarse una innovación tecnológica de carácter disruptivo, pues permite comunicar el consumo de energía eléctrica en tiempo cuasi real y ponerlo en relación con el precio que fija el mercado mayorista fruto de la casación entre oferta y demanda. En este contexto, Pedro LINARES recuerda que *“la instalación de contadores inteligentes podría permitir a los consumidores adaptar su consumo a discreción en respuesta a señales de precio variables en el tiempo y, por tanto, aumentar la eficiencia asignativa en el sistema eléctrico”*.

Guarda interés que, asimismo, indiquemos en qué posición queda la *agregación* de la demanda; sin perjuicio de la explicación, más extensa, que sobre la actividad se recoge en la parte final del presente capítulo.

La agregación de recursos energéticos distribuidos es una novedosa actividad que, a nuestro juicio, ha de subsumirse en el apartado relativo a la *gestión* de la demanda; pues, si bien el comercializador o agregador independiente deberá actuar de conformidad con los términos pactados por contrato con el consumidor, lo natural es que éste delegue en el agregador la administración de puntuales e inocuas disminuciones del flujo eléctrico. De tal modo que la modulación del consumo se realizará, no cuando el cliente lo estime adecuado, sino por orden del agregador en virtud de las necesidades del sistema. Es decir, por mandato del consumidor, pero atendiendo a razones exógenas.

Puede concluirse, por todo lo expuesto, que la asimetría informativa ha sido tradicionalmente uno de los fallos más relevantes del mercado eléctrico; impidiendo que la demanda -los consumidores- pudiera participar activamente en él. Para superarlo, siguiendo al profesor STIGLITZ, era necesario identificar *incentivos* y *mecanismos*. Respecto de los primeros, existe un amplio consenso en la comunidad científica sobre su existencia; siendo que la participación de la demanda en el mercado eléctrico conllevaría un importante ahorro para los propios consumidores y, asimismo, comportaría notables externalidades positivas para la oferta, la operación del sistema eléctrico y el medio

ambiente. Por último, en referencia a los segundos, es en este apartado donde se concentraban las principales dificultades. La problemática era de naturaleza tecnológica, pues se ha carecido, hasta fechas recientes, del mecanismo o instrumento necesario para que los consumidores conocieran tanto el precio de la electricidad antes de consumirla como la cantidad de electricidad consumida hasta ese momento. De modo que, gracias a los contadores inteligentes, el comportamiento de los consumidores irá modificándose gradualmente en función de las señales de precio recibidas y, por consiguiente, el diseño de los nuevos mercados eléctricos habrá de hacerse pensando no sólo en la oferta, también -y especialmente- en la demanda.

**c) La necesaria derogación de la tarifa eléctrica (PVPC): sobre cómo la corrección de un fallo del mercado puede degenerar en un fallo del Gobierno**

El mercado de electricidad es, por diversas razones, un mercado de competencia imperfecta. Entre los motivos referidos sobresale el problema, ya estudiado, de la asimetría informativa. Aunque, como anticipara STIGLITZ *“las imperfecciones en la información son omnipresentes en la economía: de hecho, es difícil imaginar cómo sería un mundo con información perfecta”*<sup>190</sup>, en el mercado eléctrico este fallo se ha producido con especial intensidad.

La inelasticidad de la demanda ante un bien de primera necesidad, como la energía eléctrica, es la causa que explica cómo ha sido posible la formación de un mercado desde la total desinformación respecto del precio por parte del cliente.

Como acabamos de explicar, la asignación *ineficiente* de los recursos es uno de los denominados *fallos del mercado* que históricamente ha justificado la intervención de la Administración en la actividad económica. En el sector eléctrico, la mencionada *información asimétrica* -que impedía al ciudadano racionalizar su consumo- provocó un tipo de intervención que, con frecuencia, ha distorsionado la eficiencia económica: la tarifa eléctrica.

---

<sup>190</sup> STIGLITZ, J. E., “La información... *op. cit.*, p. 111.

El suministro eléctrico posee un carácter esencial para la vida de las personas<sup>191</sup> que ha motivado, durante determinados periodos históricos, la adopción de un régimen jurídico distinto al actual. En octubre de 1982, el nuevo Gobierno socialista y las empresas eléctricas mantuvieron una serie de reuniones a fin de encontrar soluciones que dieran estabilidad al sector eléctrico. Como resultado, en mayo de 1983 se firmó el *Protocolo de acuerdo entre el Gobierno y el Sector Eléctrico*, que recogía, entre otros, el compromiso de practicar una política tarifaria basada en los costes del sector que permitiera una rentabilidad suficiente a las empresas. De tal modo que, con la aprobación del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determinaba la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio (lo que, unido a su desarrollo normativo, se conoció como *Marco Legal Estable*) constituyó el cuerpo regulatorio del sector entre 1988 y 1997. El inicio de la liberalización, cuya referencia normativa interna viene determinada por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, significó principalmente la creación de un mercado organizado mayorista y un mercado minorista; siendo fijada administrativamente la retribución de transporte y distribución.

Ahora bien, aunque desde un enfoque teórico la liberalización del sector eléctrico implicara la despublificación de la operación del sistema -o, atendiendo a la terminología empleada en aquel momento, la explotación unificada del sistema-, el mercado minorista de electricidad continúa parcialmente intervenido. Aunque este proceso debería haber traído una veloz transición de la *tarifa* eléctrica al *precio* fruto de la casación entre oferta y demanda en los mercados organizados de electricidad -con el añadido, naturalmente, de los correspondientes costes del sistema eléctrico e impuestos-, lo cierto es que, tras más de dos décadas, la Administración General del Estado continúa interviniendo mediante el ejercicio de su potestad tarifaria<sup>192</sup>.

---

<sup>191</sup> V. gr. la Exposición de Motivos del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, definía el suministro de energía eléctrica como un “*servicio público esencial para la economía nacional*”.

<sup>192</sup> Sobre este particular se pronunciaba Antonio GOMIS SÁEZ, quien fuera entonces director general de Energía en el Ministerio de Industria y Energía, comentando lo siguiente: “*Este paso del antiguo al nuevo modelo se ha efectuado sin cambios bruscos, debido a la implantación de mecanismos de adaptación a la competencia para todos los agentes del sector: (...) A los consumidores asegurando el mantenimiento de una tarifa cuya evolución es favorable no permitiendo cambios drásticos, siendo optativo para los consumidores cualificados ejercer su condición y/o mantenerse sometidos a tarifa. Si bien el proceso de liberalización ya se ha puesto en marcha, todavía falta mucho para conseguir que sea plenamente efectivo.*” GOMIS SÁEZ, A., “La nueva tarifa eléctrica. Principales cambios introducidos en la Ley del Sector Eléctrico”, *Economía Industrial (Ejemplar dedicado a: La liberalización del sector eléctrico en España)*, núm. 316 (1997), p. 182.



La Ley 17/2007 predicaba una transición formal entre el suministro a tarifa<sup>193</sup> (dispuesto por el artículo 17 de la Ley 54/1997 con el título “*Tarifas eléctricas*”) y la contratación en un mercado minorista libre, reservando la tarifa de último recurso (TUR) únicamente a determinados consumidores:

*“Así, se mantiene el suministro a tarifa hasta el 1 de enero de 2009 y es a partir de esta fecha cuando se crean las tarifas de último recurso, que son precios máximos establecidos por la Administración para determinados consumidores, para quienes se concibe el suministro eléctrico como servicio universal, tal como contempla la Directiva 2003/54/CE. Esta actividad se realizará por las empresas comercializadoras a las que se imponga tal obligación, quienes deberán llevar a cabo la actividad con separación de cuentas, diferenciada de la actividad de suministro libre.”*<sup>194</sup>

Actualmente, sin embargo, la Ley 24/2013 ofrece las siguientes modalidades de suministro eléctrico: a) la actividad de suministro libre; b) el suministro de referencia, que consiste en aplicar el precio voluntario del pequeño consumidor (antigua tarifa de último recurso) a aquellos consumidores, con tensión no superior a 1 kV y cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW, que contraten el suministro con un comercializador de último recurso<sup>195</sup>; c) el bono social, que cubrirá la diferencia entre el valor del precio voluntario para el pequeño consumidor y un valor base (que podrá ser distinto según las categorías de consumidores vulnerables que se establezcan), que se denominará tarifa de último recurso y será aplicado por el correspondiente comercializador de referencia en las facturas.

Se trata de un escenario ciertamente confuso que viene a resumir la Exposición de Motivos de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, del siguiente modo:

---

<sup>193</sup> Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad

<sup>194</sup> La Ley 17/2007, de 4 de julio, modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico incorporando aquellas previsiones contenidas en la Directiva 2003/54/CE, de 26 de junio, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.

<sup>195</sup> Cfr. el Capítulo III, bajo la rúbrica “*Definición y estructura de las tarifas de último recurso*”, de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.

*“Resulta novedosa la regulación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor, que serán únicos en todo el territorio español. Estos precios se definen, en línea con las anteriormente denominadas tarifas de último recurso, como los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores de referencia a los consumidores que se acojan a ellos. De este modo, la denominación de tarifas de último recurso queda reservada a dos colectivos de consumidores: los denominados vulnerables, y aquellos consumidores que, sin tener derecho a los precios voluntarios para el pequeño consumidor, carezcan transitoriamente de un contrato de suministro con un comercializador. Dichos precios voluntarios para el pequeño consumidor incluirán de forma aditiva, por analogía con la actual tarifa de último recurso definida según la normativa vigente, los conceptos de coste de producción de energía eléctrica, los peajes de acceso y cargos que correspondan y los costes de comercialización que correspondan.”*

Se observa, pues, que la Ley 24/2013 ha quebrado la transición formal de la tarifa al mercado iniciada por la Ley 17/2007 con la creación del *precio voluntario del pequeño consumidor* (PVPC). Se trata, en suma, de un instrumento que permite no contratar el suministro eléctrico en el mercado minorista libre y continuar abonando el precio fijado por la Administración a todo el consumidor doméstico de energía eléctrica que así lo prefiera; aunque por la desinformación que al respecto existe muchos consumidores no sepan -ni siquiera- si tienen contratado el suministro eléctrico con una comercializadora que opera en el mercado libre o con una comercializadora de referencia.

Así las cosas, podría resumirse el panorama con las siguientes palabras de Andrés BETANCOR RODRÍGUEZ, irónicas y acertadas como de costumbre: *“Por lo que se puede observar, la tarifa ha muerto, pero sigue teniendo muy buena salud. Se han introducido cambios en su regulación, pero sus líneas maestras, en lo que ahora nos interesa, se seguirán manteniendo”*<sup>196</sup>.

De forma que, debiéndose configurar la contratación en el mercado libre como la opción de suministro aplicable a la *mayoría natural* y el bono social como la alternativa para la *minoría vulnerable*, puede verse cómo el establecimiento del PVPC impide un diseño coherente y equilibrado del mercado eléctrico.

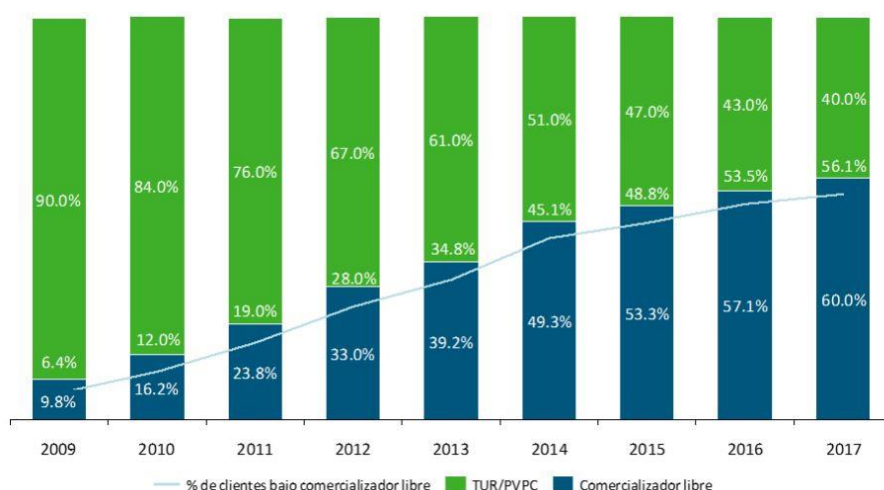
---

<sup>196</sup> BETANCOR RODRÍGUEZ, A., “Discrecionalidad y tarifa eléctrica. Los retos jurídicos del déficit tarifario”, *Revista de Administración Pública*, núm. 177 (2008), p. 77.

En concreto, en diciembre de 2017 se registraron los siguientes datos: del total de puntos de suministro en el mercado minorista español (26,2 millones), 10,5 millones (el 40 %) aún permanecían en el PVPC suministrados mediante un comercializador de referencia; mientras que el resto (el 60 %) estaban en el mercado liberalizado<sup>197</sup>. Así ha evolucionado desde el 1 de enero de 2009:

## FIGURAS 2.7

### Estructura del mercado minorista español de electricidad (2017)



Fuente: Energía y Sociedad: las claves del sector energético

La variación de los datos mostrados en el gráfico muestra cómo la contratación en el mercado minorista libre ha aumentado de forma paralela al despliegue del contador inteligente. Esto confirma la tesis que venimos defendiendo: la Administración intervenía en el mercado minorista de electricidad ejerciendo su potestad tarifaria (antes con la TUR y ahora con el PVPC) con el fin de corregir la singular asimetría informativa que sufría el consumidor. Sin embargo, desde que el contador inteligente es una realidad, ya dispone el propio mercado del *mecanismo* al que STIGLITZ hacía referencia y, por ende, deja de ser conveniente la intervención de la Administración<sup>198</sup>; pues, al mantenerse la tarifa

<sup>197</sup> Datos obtenidos de “Energía y Sociedad: las claves del sector energético”, un proyecto de divulgación sobre el funcionamiento del sector energético integrado por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de la Universidad Politécnica de Madrid (UPM) y Pricewaterhouse Coopers (PwC). Recuperado de: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/5-2-el-suministro-de-referencia/>

<sup>198</sup> La inconveniencia de conservar la tarifa eléctrica se comprende fácilmente con la siguiente reflexión de Andrés BETANCOR: “En este contexto, la discrecionalidad hace acto de presencia. Cuando la regulación (intervención) es tan intensa, incluso con liberalización, y tan afectada por los factores sociales, económicos y políticos, la Administración tiende a disfrutar de unos márgenes de libertad mayores que en otros ámbitos. El caso de la tarifa eléctrica es prototípico. La Administración al fijar esta contraprestación,

(actualmente, PVPC) más allá de lo conveniente, el instrumento que trataba de subsanar un *fallo del mercado* ha terminado degenerando en un *fallo del Gobierno*.

Juan DE LA CRUZ FERRER explica perfectamente cómo la regulación de tarifas impide: a) la formación de precios; b) la participación de la demanda; c) el proceso de maduración del mercado. Problemática que ilustra de forma muy interesante con la crisis de California argumentando lo siguiente: *“A diferencia de otros sectores económicos, el sector eléctrico no puede aumentar rápidamente su capacidad de producción, pues la construcción de nuevas centrales de generación lleva al menos dos o tres años; y la demanda -hasta ahora protegida por las tarifas- ignora los costes reales, por lo que resulta perfectamente inelástica a los aumentos de costes: en el caso de California, frente a un parque de generación de 50.000 MW, se debieron imponer cortes rotatorios del suministro porque el Operador del Sistema no pudo reducir la demanda en 300 MW”*<sup>199</sup>.

No obstante, cabe señalar que, siguiendo a Benito ARRUÑADA, existen sesgos o restricciones culturales por los cuales *“los españoles responsabilizamos más al Estado de nuestro bienestar que al individuo (...) y deseamos que controle más el funcionamiento del mercado (desde precios a salarios)”*. Considera que *“esta mayor responsabilización del Estado es coherente con que, en vez de contemplar la ley como un instrumento para facilitar la interacción libre entre ciudadanos, tendamos a contemplarla como un mecanismo finalista”*. Concluyendo, a este respecto, que *“tal vez tenemos malas leyes no por casualidad o error sino porque plasman las preferencias de los ciudadanos, y ello con independencia de que éstas puedan o no ser miopes y contradictorias”*<sup>200</sup>. Una interesante argumentación que, sin perjuicio de lo explicado hasta el momento, sirve para comprender por qué el legislador se resiste a prescindir definitivamente de la tarifa o PVPC en la regulación del mercado eléctrico; pues, de esta forma, estaría priorizando las preferencias de la ciudadanía sobre los criterios de eficiencia económica.

---

*no sólo tiene en cuenta, como se analizará más adelante, que sea la justa para soportar los costes, sino también la que menos repercusiones sociales, económicas y políticas vaya a tener. Al final, incluso, estas repercusiones pesan más que la vertiente de los costes, por lo que se crea un problema extraordinario como es el denominado déficit tarifario, y amenaza el suministro, al quebrar, como ha afirmado la Comisión Nacional de Energía (CNE), el equilibrio económico-financiero de las empresas.”* BETANCOR RODRÍGUEZ, A., “Discrecionalidad y tarifa eléctrica... *op. cit.*, p. 73.

<sup>199</sup> Vid. DE LA CRUZ FERRER, J., “El funcionamiento del sistema eléctrico... *op. cit.*, pp. 292 y ss.

<sup>200</sup> ARRUÑADA, B., “Malas leyes”, *Información Comercial Española-Revista de Economía*, núm. 915 (2020).

**d) Aparición de un nuevo tipo contractual como consecuencia de la información ofrecida por los contadores inteligentes: el contrato de precios dinámicos**

Por todo lo anterior, entendemos que la información generada por los contadores inteligentes debe tener un verdadero reflejo en el esquema contractual del mercado minorista; cambio de paradigma que, al permitir la participación de la demanda, tendrá además un relevante impacto en el funcionamiento del mercado mayorista o *pool*.

Así las cosas, la transformación del mercado eléctrico minorista debe venir dada por dos hechos: a) la derogación de la tarifa eléctrica (actual PVPC); b) la celebración de contratos con precios dinámicos.

La Unión Europea, con muy buen criterio, así lo ha percibido<sup>201</sup>. En consecuencia, la Directiva 2019/944/UE titula su artículo 11, significativamente, del siguiente modo: *derecho a un contrato con precios dinámicos de electricidad*.

Nótese, sin embargo, que la propuesta de Directiva, de 23 de febrero de 2017, empleaba la siguiente expresión: *derecho a un contrato de tarifas dinámicas*. Un error conceptual que ha sido subsanado en la redacción definitiva de la Directiva. Como señala Joaquín TORNOS MAS, “*el concepto de tarifa debería reservarse al ejercicio de la potestad tarifaria, que se asume en el momento de convertir una actividad de contenido*

---

<sup>201</sup> A este respecto, la Directiva 2019/944/UE expresa en su considerando (37) lo siguiente: “*Todos los consumidores deben poder beneficiarse de su participación directa en el mercado, en particular ajustando su consumo en función de las señales del mercado y, a cambio, beneficiarse de precios reducidos de la electricidad o de otros pagos de incentivos. Es probable que los beneficios de dicha participación activa aumenten con el paso del tiempo, a medida que los que de otro modo serían consumidores pasivos sean más conscientes de sus posibilidades como clientes activos, y a medida que la información sobre las posibilidades de participación activa sea más fácilmente accesible y se conozca mejor. Los consumidores deben tener la posibilidad de participar en todas las formas de respuesta de demanda. Por lo tanto, deben tener la posibilidad de beneficiarse del despliegue completo de los sistemas de medición inteligentes y, cuando dicho despliegue haya recibido una evaluación negativa, deben tener la posibilidad de elegir un sistema de medición inteligente y un contrato con precios dinámicos de electricidad. Esto debe permitirles ajustar su consumo en función de las señales de precios en tiempo real que reflejen el valor y el coste de la electricidad o del transporte en diferentes períodos de tiempo, si bien los Estados miembros deben garantizar que la exposición de los consumidores a los riesgos de los precios mayoristas sea razonable. Se debe informar a los consumidores de los beneficios y los posibles riesgos para los precios que pueden conllevar los contratos con precios dinámicos de electricidad. Los Estados miembros también deben garantizar que no sean penalizados aquellos consumidores que elijan no participar activamente en el mercado. En su lugar, se les debe facilitar la toma de decisiones informadas sobre las opciones a su disposición, de la forma más adecuada a las condiciones del mercado.*”

*económico en servicio público*”<sup>202</sup>. Distinción que se percibe claramente si se comprende que la *tarifa* se fija por la Administración y el *precio* es fruto de las transacciones entre particulares en el mercado. Por esta razón, la causa de un contrato entre privados sólo puede establecerse mediante un precio, siendo la fijación de cualquier tarifa resultado del ejercicio de una potestad exclusivamente administrativa: la potestad tarifaria.

Sobre el contrato de precios dinámicos deberá prestarse especial atención a las siguientes cuestiones:

- a) Se trata de un tipo contractual cuya celebración, previa solicitud por parte del cliente, se contempla en el artículo 11.1 de la Directiva 2019/944/UE como un derecho subjetivo; ello obliga a que toda empresa comercializadora que cuente con más de 200.000 clientes finales incluya entre su oferta contractual, al menos, una opción basada en precios dinámicos.
- b) Asimismo, como advierte el mismo precepto en su apartado segundo, es un tipo de contrato que presenta un cierto riesgo si se celebra con clientes que desconocen absolutamente el funcionamiento del mercado eléctrico. En este punto, puede servir de ayuda la distinción que se produce en el mercado de valores entre inversores profesionales e inversores minoristas; pues, mientras que los primeros son aquellos clientes que tienen una capacidad mayor para comprender la naturaleza y los riesgos del mercado, los segundos poseen menores conocimientos y experiencia, lo que motiva un mayor grado de protección -pero siempre en el ámbito del libre mercado, sin que se trate de una razón que justifique el mantenimiento de la tarifa eléctrica-. De manera que, en función de los conocimientos del cliente y de su grado de aversión al riesgo, lo deseable es que las comercializadoras ofrezcan variantes en torno a dos modelos contractuales: uno de precios dinámicos y otro de precios lineales. Este último tipo contractual, sin embargo, no debería permitir un consumo de electricidad ilimitado; fórmula que, pese a su éxito en el sector de las telecomunicaciones (telefonía e internet), en el sector eléctrico resultaría contraria a los objetivos marcados en materia de eficiencia energética. Por esta

---

<sup>202</sup> TORNOS MAS, J., “Potestad tarifaria... *op. cit.*”, p. 80.

razón, en mayor o menor medida, siempre se deben trasladar las señales de precio al cliente final para promover un consumo eléctrico responsable<sup>203</sup>.

- c) La estructura de los contratos basados en precios dinámicos, sobre la cual no se pronuncia la Directiva, entendemos que debería diferenciar entre: a') la *potencia* contratada; b') el consumo ordinario en *horas valle*; c') el consumo extraordinario en *horas punta*.

De este modo, un amplio número de consumidores respondería racionalmente a las señales de precio recibidas (como así sucede, por ejemplo, con la gasolina) y el sistema eléctrico dejaría de necesitar una potencia instalada tan elevada; disponibilidad ofrecida por centrales con altos costes variables que funcionan muy pocas horas al año y, pese a ello, debe ser financiada por todos los usuarios.

En definitiva, como en el año 1611 le dijera Francisco DE QUEVEDO a Pedro TÉLLEZ-GIRÓN, entonces duque de Osuna y aspirante a virrey de Nápoles, “*sólo el necio confunde valor y precio*”. En aquel momento, contrastaba el escaso precio de una tierra devastada por los corsarios con su alto valor estratégico por la posición que ocupaba en el Mediterráneo. Extrapolando la reflexión del eximio escritor español a la participación de la demanda en el sector eléctrico, podemos concluir que, pese al incalculable valor que la electricidad tiene actualmente para la vida, una vez que el ciudadano tome conciencia sobre la formación de precios en el mercado ajustará la utilización de sus recursos energéticos al coste real de la electricidad; aunque ello le obligue a modificar, ligeramente, sus hábitos de consumo.

---

<sup>203</sup> Puede servir de ejemplo, como contrato de precios lineales adecuado para el fomento de un consumo responsable, el que Naturgy ha comenzado a ofertar en 2019. La oferta, denominada “tarifas planas”, incluye las siguientes opciones: 33 €/mes hasta 1.500 kW/año, para consumos pequeños; 45 €/mes hasta 2.500 kW/año, para consumo moderados; 60 €/mes hasta 4.000 kW/año, para consumo medios; 80 €/mes hasta 5.500 kW/año, para consumo elevados; 90 €/mes hasta 7.000 kW/año, para grandes consumos. Aunque el precio no varíe en función de cuál sea la hora del día en la que el cliente consume la electricidad, el cliente sí percibe que, a mayor consumo, mayor será el precio que deberá pagar mensualmente; señal suficiente a fin de que no utilice un bien escaso de manera irresponsable. Recuperado de: [https://www.naturgy.es/hogar/landing/sem/tarifas\\_planas](https://www.naturgy.es/hogar/landing/sem/tarifas_planas)

### **C) La protección de datos en la digitalización del sector eléctrico**

La preocupación social en torno a la protección de datos de carácter personal viene aumentando desde hace décadas. En el contexto de la digitalización, en línea con lo antes expuesto, su trascendencia adquiere una dimensión exponencialmente mayor por tratarse de un ecosistema hiperconectado.

La problemática relativa a la protección de datos, cabe advertir, ha recibido un complejo tratamiento jurídico; razón que nos impide profundizar en la materia, pues requeriría la elaboración de un estudio independiente que desbordaría el objeto de este trabajo doctoral. Ello no impide, sin embargo, que ofrezcamos unas breves nociones sobre su origen, el estado de la cuestión y su especial relevancia en el nuevo modelo de negocio energético.

#### **a) La protección de datos personales como derecho fundamental**

La protección de los datos de las personas físicas es un derecho fundamental que se encuentra recogido en el artículo 18.4 de la Constitución española<sup>204</sup>, lo que demuestra el carácter pionero de nuestro texto constitucional al respecto. Aunque, si bien es cierto que de la literalidad de su contenido no puede apreciarse más allá de un genérico mandato al legislador, el Tribunal Constitucional se ha ocupado de realizar una interpretación capaz de configurar un concreto derecho subjetivo para el ciudadano. En este sentido, la STC 94/1998, de 4 de mayo, declaró que *“la garantía de la intimidad adopta hoy un entendimiento positivo que se traduce en un derecho de control sobre los datos relativos a la propia persona”*, añadiendo a continuación que *“la llamada libertad informática es así derecho a controlar el uso de los mismos datos insertos en un programa informático (habeas data) y comprende, entre otros aspectos, la oposición del ciudadano a que determinados datos personales sean utilizados para fines distintos de aquel legítimo que justificó su obtención”*. La posterior STC 292/2000, de 30 de noviembre, además de calificar como *autodeterminación informativa* a las facultades que recaen sobre los datos de carácter personal, guarda una certera reflexión que sirve para delimitar el contenido del derecho subjetivo: *“el objeto de protección del derecho fundamental a la protección*

---

<sup>204</sup> Artículo 18.4 de la Constitución española: *“La ley limitará el uso de la informática para garantizar el honor y la intimidad personal y familiar de los ciudadanos y el pleno ejercicio de sus derechos”*.



*de datos no se reduce sólo a los datos íntimos de la persona, sino a cualquier tipo de dato personal, sea o no íntimo, cuyo conocimiento o empleo por terceros pueda afectar a sus derechos, sean o no fundamentales, porque su objeto no es sólo la intimidad individual, que para ello está la protección que el art. 18.1 CE otorga, sino los datos de carácter personal”. Dicho lo cual, concluye que “el contenido del derecho fundamental a la protección de datos consiste en un poder de disposición y de control sobre los datos personales que faculta a la persona para decidir cuáles de esos datos proporcionar a un tercero, sea el Estado o un particular, o cuáles puede este tercero recabar, y que también permite al individuo saber quién posee esos datos personales y para qué, pudiendo oponerse a esa posesión o uso”.*

En el ámbito legislativo, los primeros pasos en protección de datos se remontan a la Ley promulgada, el 7 de octubre de 1970, por el *Land Hessen* (en la antigua República Federal Alemana). Desde entonces, la preocupación de los distintos legisladores por la protección de datos no ha dejado de aumentar, habiendo ocupado un lugar central el Convenio 108 del Consejo de Europa, de 28 de enero de 1981, para la protección de las personas con respecto al tratamiento automatizado de los datos de carácter personal. En él se establecen los principios y derechos que cualquier legislación estatal debe recoger en materia de protección de datos.

En España, el citado derecho fundamental fue desarrollado legalmente por vez primera mediante la aprobación de la Ley Orgánica 5/1992, de 29 de octubre, reguladora del tratamiento automatizado de datos personales. Esta norma, sin embargo, fue reemplazada al poco tiempo por la Ley Orgánica 15/1999, de 5 de diciembre, de protección de datos personales, con la finalidad de transponer a nuestro ordenamiento jurídico la Directiva 95/46/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de octubre de 1995, relativa a la protección de las personas físicas en lo que respecta al tratamiento de datos personales y a la libre circulación de estos datos. Directiva comunitaria y ley orgánica que han conservado su vigencia durante casi dos décadas; la primera, hasta la fecha señalada por el Reglamento (UE) 2016/679 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de abril de 2016, relativo a la protección de las personas físicas en lo que respecta

al tratamiento de datos personales y a la libre circulación de estos datos<sup>205</sup>; y, la segunda, hasta la aprobación de la reciente Ley Orgánica 3/2018, de 5 de diciembre, de protección de datos personales y garantía de los derechos digitales.

Nótese, por cierto, cómo la regulación comunitaria adquiere en su última versión forma de reglamento y no, como sucedió en 1995, de directiva. Ello trae causa de la aplicación directa de la norma reglamentaria europea frente a la necesaria transposición en los ordenamientos internos de la directiva; lo cual obstaculizó notablemente otrora la deseada armonización de la normativa sobre protección de datos en los diferentes Estados miembros. Fórmula exitosa, pues, tras algo más de un año desde la entrada en vigor del Reglamento 2016/679/ UE cuando se escriben estas líneas, puede afirmarse que el balance es positivo. Siendo cierto que su aplicación inicial generó una sensación de elevada incertidumbre, puede observarse ahora cómo la protección de datos está transitando adecuadamente en toda la Unión Europea del tradicional modelo basado en el *control del cumplimiento* a uno nuevo que gira en torno a la *responsabilidad activa*.

Esta crónica legislativa, necesariamente breve, debe ser completada con la abundante jurisprudencia procedente de los órganos de la jurisdicción contencioso-administrativa sobre la materia, las numerosas instrucciones de la Agencia Española de Protección de Datos y las valiosas aportaciones doctrinales que pueden encontrarse tanto en obras colectivas como en revistas especializadas<sup>206</sup>.

La protección de los datos personales es, en suma, un derecho fundamental autónomo (independiente de la privacidad y la intimidad, aunque a ellos estrechamente vinculado) que consiste en la atribución de un poder de disposición a las personas en

---

<sup>205</sup> De conformidad con lo dispuesto por el artículo 94 del Reglamento (UE) 2016/679: “*Queda derogada la Directiva 95/46/CE con efecto a partir del 25 de mayo de 2018*”.

<sup>206</sup> Entre otras, merecen ser destacadas las siguientes: RALLO LOMBARTE, A. (dir.), *Tratado de Protección de Datos*, Tirant lo Blanch, Valencia, 2019; así como PIÑAR MAÑAS, J. L., “Derecho fundamental a la protección de datos personales. Algunos retos de presente y futuro”, *Revista Parlamentaria de la Asamblea de Madrid*, núm. 13 (2005), pp. 21-46. La primera guarda especial interés por ofrecer una visión completa sobre el Reglamento (UE) 2016/679 y la Ley Orgánica 3/2018, siendo dirigida por Artemi RALLO, catedrático de Derecho Constitucional, exdirector de la Agencia Española de Protección de Datos y ponente, precisamente, de la Ley Orgánica 3/2018. La segunda, por su parte, resulta muy oportuna para comprender, en un espacio breve, el contenido del derecho fundamental a la protección de datos y las tensiones que tras él subyacen; debiéndose destacar que su autor, José Luis PIÑAR, es catedrático de Derecho Administrativo, presidente de la Sección Tercera (Derecho Público) de la Comisión General de Codificación y, en la fecha en que el artículo fue publicado, director de la Agencia Española de Protección de Datos.

relación con sus propios datos de carácter personal. Esta potestad ofrece al ciudadano, asimismo, la facultad de controlar en todo momento quién tiene sus datos y qué uso les está dando. Pueden ejercerse, con este propósito, los clásicos derechos de acceso, rectificación, supresión y oposición; habiéndose añadido, por efecto del Reglamento 2016/679/ UE y la Ley Orgánica 3/2018, los derechos a la limitación del tratamiento y a la portabilidad.

Es relevante mencionar que este derecho fundamental, el relativo a la protección de los datos personales, resulta amparado por una serie de principios que el ordenamiento jurídico ha creado a su alrededor con el fin de que pueda ser efectivamente ejercido. Los principios que, con mayor frecuencia, pueden encontrarse en las distintas legislaciones nacionales a los efectos mencionados, son los siguientes: información, consentimiento, finalidad, proporcionalidad, exactitud, confidencialidad, seguridad y responsabilidad.

La violación de alguno de estos principios, en definitiva, traería consigo la vulneración misma del derecho fundamental a la protección de los datos de carácter personal.

#### **b) Sobre cómo los contadores inteligentes pueden afectar a la privacidad de los consumidores en el sector eléctrico**

##### **a') Una reflexión en torno al consentimiento en la cesión de datos**

Como ya advirtiera el profesor PIÑAR MAÑAS, *“en la década de los noventa se incorpora un elemento fundamental al debate”*. Continúa explicando que *“la construcción europea, que requiere ineludiblemente la constitución del mercado interior, exigía que se garantizara la libre circulación de los datos personales, dado el valor económico que los mismos tienen en las transacciones comerciales”*. Concluyendo que, por consiguiente, *“al par de conceptos intimidad-informática, se añadía uno más: valor económico de los datos personales-respeto a los derechos y en particular al derecho a la intimidad”*<sup>207</sup>.

No es comparable, sin embargo, el valor económico de los datos en los años noventa con el valor que están adquiriendo en la actualidad. La revolución tecnológica

---

<sup>207</sup> PIÑAR MAÑAS, J. L., “Derecho fundamental a la protección de datos personales... *op. cit.*, p. 25.

está provocando que se multiplique el valor comercial de los datos por dos razones: de un lado, el novedoso análisis de grandes volúmenes de datos con alta velocidad que permiten innovaciones como el *Big Data*; y, de otro lado, el exponencial crecimiento cuantitativo de los datos a nivel mundial como consecuencia del citado proceso de digitalización, siendo realmente ilustrativo que el 90 % de los datos guardados en la actualidad hayan sido creados en los dos últimos años<sup>208</sup>.

Así las cosas, debe saberse que la preocupación social generada en torno al conflicto digitalización-privacidad está siendo, para tranquilidad de todos, una de las prioridades en la agenda política de la Unión Europea. En este sentido, puede observarse una reciente Comunicación de la Comisión Europea, de 25 de abril de 2018, titulada “*Inteligencia artificial para Europa*”, según la cual:

*“En el marco de la estrategia para el mercado único digital, la Comisión ha presentado asimismo una serie de propuestas que resultarán clave para el desarrollo de la IA, como el Reglamento sobre la libre circulación de datos no personales, y que reforzarán la confianza en el mundo en línea, como el Reglamento sobre la privacidad y las comunicaciones electrónicas y la Ley de ciberseguridad. Estas propuestas han de adoptarse lo antes posible. Todo ello reviste un carácter esencial, dado que tanto los ciudadanos como las empresas necesitan poder confiar en la tecnología con la que interactúan, disponer de un entorno jurídico predecible y contar con la garantía efectiva de que van a protegerse los derechos y libertades fundamentales.”*<sup>209</sup>

Quiere decirse, pues, que la Unión Europea, con buen criterio, está elaborando una regulación capaz de generar confianza en el nuevo ecosistema digital. Este escenario, fruto de la revolución tecnológica, refleja una clara dicotomía entre oportunidades y riesgos. Por ello, siendo complejo encontrar un modo de vida alternativo al propuesto por la sociedad digital, resulta esencial que las empresas tomen conciencia de la importancia que guarda el correcto tratamiento de los datos personales y que los ciudadanos, ante un posible uso indebido de sus datos, se encuentren amparados por un marco regulatorio

---

<sup>208</sup> Llamativa cifra que puede encontrarse en PUYOL MONTERO, J., *Aproximación jurídica y económica al Big Data*, Tirant lo Blanch, Valencia, 2015, p. 10. Añade el autor que “cada día en el mundo se generan más de 2.5 exabytes de datos, lo que equivale a 1.000.000 terabytes”, señalando a continuación que “muchos de estos datos no se procesan porque los sistemas tradicionales de computación no son capaces”.

<sup>209</sup> Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, de 25 de abril de 2018, titulada “Inteligencia artificial para Europa”, COM (2018) 237 final.

adaptado a la era digital y unas instituciones que integren a especialistas en inteligencia artificial.

En lo que al sector eléctrico se refiere, puede comprenderse fácilmente la elevada trascendencia que tendrá la protección de datos en el nuevo entorno de redes y contadores inteligentes, dado que nos hallamos ante innovaciones tecnológicas generadoras de información personal con gran valor económico.

Ahora, con el uso de los contadores inteligentes, las empresas eléctricas podrán prestar nuevos servicios a sus clientes. Al disponer de información constante sobre su consumo eléctrico y conocer nuevas técnicas que permiten su análisis, podrán identificar distintos perfiles de cliente y adaptar las ofertas a las necesidades particulares de cada uno. No obstante, lo que resulta una ventaja disruptiva en el ámbito comercial, implica a su vez un notable riesgo para la privacidad del consumidor. Se trata de una información, la proporcionada por los contadores inteligentes, que permite saber, por ejemplo: cuándo se ha ido de vacaciones el cliente; si se encuentra en su casa, en qué turno trabaja (mañana, tarde o noche); e, incluso, en función de los consumos de electricidad que se produzcan durante la madrugada, si padece poliuria nocturna o insomnio. Es decir, el conocimiento real y constante del consumo eléctrico de un cliente puede llegar a ofrecer datos relevantes sobre su modo de vida y estado de salud.

Por esta razón, el Real Decreto 1435/2002<sup>210</sup>, que contemplaba la posibilidad en su artículo 7.1 de que todos los comercializadores de energía eléctrica accedieran a consultar la información disponible en el Sistema de Información de Puntos de Suministro (SIPS), gestionado por los distribuidores, fue modificado al entenderse que los datos sobre consumo horario de electricidad son datos de carácter personal merecedores de protección. De tal forma que, por medio del Real Decreto 1074/2015<sup>211</sup>, se eliminó la posibilidad de que los datos relativos a la curva de carga horaria<sup>212</sup> de los puntos de

---

<sup>210</sup> Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión.

<sup>211</sup> Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modificaron distintas disposiciones en el sector eléctrico.

<sup>212</sup> La curva de carga horaria, gracias a las lecturas reales registradas cada cuarto de hora por el contador inteligente, representa gráficamente la demanda eléctrica a lo largo del día. Por tanto, al ofrecer información sobre el perfil de consumo del usuario, el Real Decreto 1074/2015 consideró que contiene datos de carácter personal merecedores de protección.

suministro aparecieran en el SIPS<sup>213</sup>; garantizando así la confidencialidad de los hábitos de consumo de los clientes.

Sin embargo, el propio Real Decreto 1074/2015 establecía en su disposición adicional segunda, titulada *“acceso a los datos relativos a la curva de carga horaria por parte de los comercializadores”*, que la curva de carga horaria *“tendrá carácter confidencial y será accesible únicamente por el comercializador con contrato vigente para el consumidor en el período temporal al que corresponde la información que contiene, salvo autorización expresa por parte del consumidor, sin coste alguno, para que puedan acceder a sus datos otros comercializadores”*. Añadiendo, a continuación, que *“el encargado de recabar el consentimiento expreso del consumidor para que accedan a la información sobre los datos de curva de carga horaria otros comercializadores sin contrato en vigor con el consumidor, será el distribuidor”*; consentimiento que habrá de ser renovado cada dos años.

El Real Decreto 1074/2015 fue informado el 22 de junio de 2015, de forma previa a su aprobación, por la Agencia Española de Protección de Datos. En este informe la AEPD respaldó la exclusión del SIPS de los datos de consumo horario, pues entendía que los mismos han de ser considerados datos personales a los efectos de la (entonces vigente) Ley Orgánica 15/1999, de 13 de diciembre, de Protección de Datos de Carácter Personal. Además, la AEPD consideró que *“el acceso y tratamiento de la información de curvas horarias, obtenida gracias a los contadores inteligentes, por parte de comercializadores distintos de aquel que suministra a un determinado consumidor, ha de contar con el consentimiento expreso de este último; y ello porque el tratamiento de estos datos representa una injerencia en la esfera privada del consumidor, dado que a través de los mismos se proporciona información relevante sobre sus hábitos personales”*.

Asimismo, el Real Decreto 1074/2015 fue objeto de dictamen, el 19 de noviembre de 2015, por el Consejo de Estado (núm. de expediente 936/2015). Según este documento, manifestaron su parecer en audiencia ante el supremo órgano consultivo del Gobierno tanto Energya VM como la Asociación de Comercializadores Independientes de Energía.

---

<sup>213</sup> El Servicio de Información de Puntos de Suministro (SIPS) es una base de datos que recoge, de forma actualizada, información relativa a todos los puntos de suministro conectados a las redes de las distribuidoras eléctricas y a las redes de transporte de su zona.

La empresa y la asociación, *“aun reconociendo la necesidad de velar por la privacidad de los consumidores, solicitaron que el planteamiento sea el inverso al contemplado por el proyecto de Real Decreto; es decir, que por defecto los datos fueran accesibles a todos los comercializadores y solo cuando el interesado solicitara expresamente la confidencialidad de los datos se procediera a la limitación de acceso para los comercializadores con los que no mantenga una relación contractual”*. Profundizaron, en este sentido, subrayando *“el beneficio que la disponibilidad de esa información de consumo horario en el SIPS comporta actualmente para el desarrollo de la libre competencia entre comercializadores y, en último término, para los consumidores, que pueden verse favorecidos con ofertas que se adaptan especialmente a sus hábitos de consumo”*. Finalmente, destacaron la *“desventaja competitiva que las limitaciones en el acceso a la información del consumo horario comportan para los comercializadores independientes con respecto a los comercializadores de las empresas verticalmente integradas”*. No obstante, el Consejo de Estado estimó que no cabía acceder a la pretensión anteriormente descrita, pues la regulación contenida en el proyecto sobre este punto era la adecuada para garantizar la debida protección de los datos a los que se estaba haciendo referencia. Consideró, en fin, que *“un planteamiento como el propuesto por las entidades más arriba reseñadas, en el que por defecto se comunicasen los datos de consumo horario a terceros comercializadores (operando la limitación en el acceso y tratamiento solo en caso de oposición expresa por parte del titular), no garantizaría adecuadamente la protección de tales datos. En efecto, con la regulación alternativa que se sugiere no quedaría suficientemente garantizado que el afectado tiene el conocimiento ‘pleno’ del acceso y tratamiento de sus datos de consumo horario por parte de terceros al que alude la AEPD, ni que consiente de manera ‘inequívoca’ y ‘efectiva’ ese acceso y ese tratamiento. Por tanto, el consentimiento del titular ha de ser previo y expreso”*.

La proposición de las empresas comercializadoras relativa a la inversión de la regla general en la cesión de datos (es decir, pasar de un modelo basado en la prestación previa y expresa del consentimiento a otro de libre acceso para terceros en el que la denegación fuera la excepción), siendo cierto que incrementaría la competencia en el mercado minorista de electricidad, debe desestimarse por no ser la opción más garantista para con el derecho fundamental a la protección de los datos personales.

Pese a ello, no es menos cierto que la gran tarea de la protección de datos en la sociedad digital se encuentra, no en la fase *ex ante* o *acceso*, sino en la fase *ex post* o *tratamiento*. Recuérdese que vivimos en una sociedad donde todo comienza a ser *smart*; expresión inglesa que, como ya anticipamos, debería entenderse como conectividad y no tanto como inteligencia. De modo que, si en este nuevo escenario ha de escogerse únicamente entre dos alternativas, conectarse o aislarse, poca efectividad puede tener la delimitación de esa conexión tan necesaria para la vida en sociedad.

Asimismo, se debe tener presente que el consentimiento previo y expreso es un requisito necesario para que la cesión de datos personales sea conforme con el derecho fundamental a la protección de los mismos, según lo dispuesto por la STC 292/2000, de 30 de noviembre, y el Reglamento 2016/679/ UE. La inversión de la regla general en la prestación del consentimiento se trata, pues, de una posición jurídica favorable a la formación del mercado que, sin embargo, no encuentra encaje en nuestro ordenamiento jurídico vigente.

De cualquier modo, invitamos a la reflexión sobre la verdadera trascendencia del *consentimiento* en materia de protección de datos. Actualmente, tras la entrada en vigor del Reglamento 2016/679/ UE, la mayoría de las páginas web sólo permiten navegar por ellas si previamente el usuario muestra su conformidad con la política de privacidad de la empresa; extensas informaciones que, con frecuencia, se aceptan sin haber sido antes leídas (y mucho menos comprendidas). Piénsese, por ejemplo, cuánta gente habrá leído y consentido de manera “*libre, inequívoca, específica e informada*” las condiciones de servicio, los avisos legales y la política de privacidad que han de ser necesariamente aceptadas para la descarga de una aplicación tan conocida y utilizada como, por ejemplo, *Google Maps*. Y, siendo verdad que la curva de carga horaria ofrece información sobre el hábito de consumo eléctrico de un cliente, ¿afecta ello a la intimidad de las personas de modo más intenso que la geolocalización compartida con *Google*?

Además, ya es costumbre que los consumidores consientan la cesión de sus datos de manera desinformada porque entienden que, esa comunicación de sus datos, forma parte del precio que han de pagar por recibir un nuevo servicio. Tan cierto es que al consumidor le preocupa su privacidad como que aceptará, por defecto, cualquier política de privacidad a la que haya de someterse para la obtención de un nuevo servicio o



producto en el que se encuentre interesado; y, negarlo, sería caer en un estéril ejercicio de cinismo.

El derecho de supresión antes citado puede ejercerse, entre otras causas, por la retirada del consentimiento en que se basaba el tratamiento y que en un principio prestó explícitamente el ciudadano titular de los datos. Esta situación demuestra cómo, lo que en otro contexto implicaría un incumplimiento contractual con sus correlativas consecuencias indemnizatorias, en materia de protección de datos puede llevarse a la práctica libremente por el interesado sin que ello despliegue ningún efecto negativo para su esfera jurídica.

Por consiguiente, si el consentimiento habitualmente no se presta de manera informada, escaso valor puede guardar; y, lo que en verdad poco o nada vale, es lógico que libremente se retire. Además, la sociedad digital expulsa a todo aquel usuario que rehúsa compartir sus datos. Un teléfono inteligente o *smartphone* escasa utilidad ofrece si no se instalan decenas de aplicaciones en su *software*; perdería la inteligencia que se le presume. Lo cual demuestra que, la denegación del consentimiento expreso por la disconformidad con la política de privacidad de que se trate nos dirige al estancamiento tecnológico. Como venimos señalando, para ser partícipe activo de la sociedad digital, no queda alternativa posible para el usuario o consumidor que la cesión de sus datos personales.

Por lo expuesto, consideramos que la problemática fáctica no radica tanto en si hay consentimiento previo o no al comunicar los datos -aunque también-, sino en el uso que los terceros puedan hacer de ellos. De tal modo que los esfuerzos deben centrarse, principalmente, en: a) el control sobre la utilización que las empresas hacen de los datos recabados; b) el endurecimiento de las sanciones que deriven de infracciones cometidas en este ámbito. Cuestiones que han sido reguladas, con acierto, por el Reglamento 2016/679/ UE.

En suma, la voluntad libre y consciente ha sido, en la tradición civilista, el presupuesto que ha determinado la validez del consentimiento como elemento esencial de cualquier contrato. Sin embargo, cuando nos referimos al acceso de terceros a los datos personales, rara vez éste se consiente de manera consciente (refiriéndonos a una voluntad consciente en el sentido de que haya sido verdaderamente informada). Por ello, desde el

debido respeto a la protección de los datos personales como derecho fundamental, consideramos que el *consentimiento* no debe ser el concepto central en este asunto; sino la *responsabilidad*. Quiere decirse que, si creemos necesario un aumento de la supervisión o control que se ejerce sobre la utilización de los datos, ello exige la clarificación de las correspondientes responsabilidades de quienes utilicen los datos personales merecedores de protección. La problemática, no obstante, carece de una solución sencilla.

#### **b') La doctrina de las *essential facilities* y el acceso de terceros a los datos**

La regulación sobre el acceso a los datos relativos al consumo de electricidad antes descrita, sin embargo, podría verse parcialmente alterada. Nótese, pues, la modificación que de la Ley 24/2013 hizo el Real Decreto-ley 15/2018; añadiendo a su artículo 50 un apartado tercero según el cual *“por real decreto del Consejo de Ministros se regularán los términos y condiciones en los que los comercializadores de energía eléctrica podrán acceder a determinada información relativa al consumo y la potencia demandada de los consumidores con la finalidad de que puedan ofrecerles actuaciones tendentes a favorecer la gestión de demanda, optimizar la contratación, u otro tipo de medidas de eficiencia energética, bien directamente, o bien a través de empresas de servicios energéticos, respetando en todo caso la protección de datos de carácter personal”*.

En la Unión Europea el planteamiento es similar: deben facilitarse las nuevas posibilidades de negocio que puedan surgir a raíz de la digitalización; aunque, siempre, desde el respeto a la protección de datos. En este sentido, la Directiva 2019/944/UE expresa en su considerando (57) que *“tras el despliegue de los sistemas de contadores inteligentes, existen actualmente en los Estados miembros, o se están elaborando, diferentes modelos de gestión de datos”*. Añadiendo a continuación que *“independientemente del modelo de gestión de datos, es importante que los Estados miembros implanten normas transparentes en virtud de las cuales los datos puedan ser accesibles en condiciones no discriminatorias y garanticen el máximo nivel de ciberseguridad y protección de datos, así como la imparcialidad de las entidades que los procesan”*. La Directiva, además, dedica su artículo 23 a la *gestión de datos*. En este precepto, siguiendo lo anticipado por el considerando, se establecen varias pautas: a) que el tratamiento de los datos relativos al cliente final sea conforme con lo dispuesto por el Reglamento 2016/679/UE; b) que por datos se entenderán los relativos a la medición y al

consumo, así como los necesarios para el cambio de proveedor; c) que, con el consentimiento del cliente final, los responsables de la gestión de los datos faciliten a las demás partes el acceso a tales datos de manera sencilla y no discriminatoria<sup>214</sup>.

Es el último de los criterios señalados el que, a nuestro juicio, cobra mayor importancia en el contexto de la hiperconectividad: el *acceso de terceros a los datos*. De igual manera que, durante la liberalización del sector eléctrico, el *acceso de terceros a la red* fue una aportación esencial en el proceso de regulación para la competencia, en los próximos años el *acceso de terceros a los datos* como derecho subjetivo será igualmente relevante para la formación de un mercado minorista competitivo en torno al nuevo modelo de generación distribuida.

En igual dirección se ha pronunciado la Comisión Europea en su Recomendación, de 10 de octubre de 2014, que versa acerca del modelo de evaluación del impacto sobre la protección de datos para redes inteligentes y para sistemas de contador inteligente, al exponer en su considerando (19) lo siguiente:

*“El modelo no solo debe facilitar la resolución de los problemas de protección de datos, intimidad y seguridad que surjan en el entorno de las redes inteligentes, sino también contribuir a abordar los desafíos del tratamiento de datos vinculados al desarrollo del mercado minorista de la energía. Y es que buena parte del valor del futuro mercado minorista procederá de los datos y de una mayor integración de las TIC en el sistema energético. La recogida de datos y la organización del acceso a los mismos son clave para crear oportunidades de negocio para los nuevos operadores, sobre todo los agregadores, las empresas de servicios energéticos y el sector de las TIC. De ahí que la protección de datos, la intimidad y la seguridad sean cuestiones cada vez más importantes de cuya gestión deben ocuparse los proveedores de servicios públicos. El modelo ayudará a garantizar, sobre todo en la fase inicial del despliegue de contadores inteligentes, que se supervisen las aplicaciones de estos sistemas y se respeten los derechos y libertades fundamentales de las personas al determinar desde el principio los riesgos de la evolución de las redes inteligentes para la protección de datos.”*<sup>215</sup>

---

<sup>214</sup> En virtud de lo dispuesto por el artículo 23.1 de la propuesta de Directiva, serán partes interesadas en el acceso a los datos, al menos, las siguientes: clientes, proveedores, gestores de redes de transporte y distribución, agregadores, empresas de servicios energéticos y otras partes que proporcionen energía u otros servicios a los clientes. Esta indicación, sin embargo, se omite en la versión final de la Directiva.

<sup>215</sup> De conformidad con lo recogido en la Memoria del año 2017 presentada por la Agencia Española de Protección de Datos: “La Comisión Europea (...) delega sobre los Estados miembros la responsabilidad

Es tal la trascendencia del *acceso de terceros a los datos* que, en el año 2008, la extinta Comisión Nacional de la Competencia (CNC) tramitó varios expedientes sancionadores<sup>216</sup> en los que acreditó el abuso de posición de dominio de las cinco principales compañías eléctricas verticalmente integradas por negar al competidor el acceso al SIPS. De modo que se produjo una discriminación en el acceso a la información de dicha base de datos, situando a las empresas del grupo en una posición privilegiada frente a la comercializadora competidora no integrada verticalmente. Resoluciones sancionadoras que, por cierto, fueron posteriormente confirmadas por el Tribunal Supremo; concluyendo a este respecto que “*no cabe duda de que el acceso al SIPS por las comercializadoras es esencial para poder competir en el mercado de suministro de energía eléctrica*”<sup>217</sup>. Esta problemática, generada hace una década, da buena cuenta sobre la importancia creciente que tiene el *acceso de terceros a los datos* en un contexto de economía digital.

---

*de fomentar que los responsables del tratamiento de datos apliquen el modelo de evaluación del impacto sobre la protección de datos para redes inteligentes y para sistemas de contador inteligente, debiendo tener en cuenta las recomendaciones del Grupo de Trabajo del artículo 29 en lo que respecta al tratamiento de datos personales y, en particular, su dictamen 07/2013. En dicha Recomendación se previó que los Estados miembros apoyaran la realización de una fase de prueba con despliegues reales de la aplicación del modelo de evaluación de impacto sobre la protección de datos personales para valorar la eficacia de dicho modelo. A tal efecto, los Estados miembros debían presentar a la Comisión en 2016 un informe de evaluación que recogiera las conclusiones de impacto sobre la fase de prueba. En noviembre de 2016 el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital remitió a esta Agencia un documento de trabajo sobre el cumplimiento de la Recomendación, cuyo contenido se anticipó a la Comisión Europea a la espera de los comentarios que pudiera formular la Agencia Española de Protección de Datos. Tras analizar el documento, se realizó un informe de recomendaciones sobre el resultado de la evaluación de impacto y se propuso un plan de acción para conocer con mayor detalle las actividades de las entidades implicadas y promover acciones correctoras, que se remitió a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Turismo, Energía y Agenda Digital, cuyo seguimiento se realizará en 2018. El plan de acción contemplaba: a) informar al MINETAD de las carencias detectadas instándole a que realice las siguientes actuaciones; b) reclamar a las entidades implicadas en el modelo Smart Grid la documentación acreditativa de la aplicación de las medidas de seguridad desarrolladas en el marco de la Smart Grid Task Force; c) reclamar a las mismas entidades la documentación sobre la evaluación de impacto a la privacidad desarrollado a partir de la Recomendación 2014/724/ UE siguiendo las recomendaciones y formatos establecidos en el Expert Group 2 de la Smart Grid Task Force; d) reclamar el plan de acción para la auditoría y revisión de las medidas, especialmente las medidas correctivas, y conclusiones establecidas en la documentación anteriormente señalada; e) instar a la realización de la evaluación del grado de cumplimiento, adopción de las medidas oportunas, y traslado de sus conclusiones y de la información recabada a la AEPD”.*

<sup>216</sup> Vid. expedientes: 641/08 Céntrica/Endesa; 642/08 Céntrica/Unión Fenosa; 643/08 Céntrica/Viesgo; 644/08 Céntrica/Iberdrola; y 645/08 Céntrica/Hidrocantábrico.

<sup>217</sup> Vid. SSTs (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª), de 28 de noviembre de 2013, núm. de recurso 4663/2010; de 2 de diciembre de 2014, núm. de recurso 4619/2011; de 14 de julio de 2014, núm. de recurso 3786/2011; de 13 de mayo de 2015, núm. de recurso 28/2013; y de 8 de julio de 2015, núm. de recurso 28688/2012.

Recordemos que, sin embargo, la disposición adicional segunda del Real Decreto 1074/2015 establece que *“el encargado de recabar el consentimiento expreso del consumidor para que accedan a la información sobre los datos de curva de carga horaria otros comercializadores sin contrato en vigor con el consumidor, será el distribuidor”*. Pese a la citada reflexión del TS sobre la importancia del acceso a los datos para que las comercializadoras puedan competir en el mercado minorista de electricidad, el Real Decreto 1074/2015 dejó que la obtención del consentimiento expreso descansara en la distribuidora; lo cual llama la atención después de que el Consejo de Estado dictaminara, el 19 de noviembre de 2015, que *“lo esencial en este punto es que no quede únicamente al arbitrio del distribuidor recabar el consentimiento del interesado, para lo cual carecerán especialmente de incentivo las empresas distribuidoras pertenecientes a grupos verticalmente integrados. En el caso de que la obligación del distribuidor de recabar la autorización previa del consumidor no fuera cumplida con la debida diligencia, se privaría a otras empresas de comercialización distintas de la que suministra a un determinado cliente el acceso a sus datos de consumo horario, con el evidente perjuicio que lo anterior acarrea para la libre competencia”*. Advertencia que, como ha podido observarse, no modificó la voluntad del Gobierno; aunque ello pudiera suponer un fomento negativo de la competencia.

Por lo demás, conviene traer a colación una afirmación formulada por el Tribunal Supremo, en su Sentencia de 28 de noviembre de 2013, relativa al acceso de terceros tanto a los datos como a la red: *“no es de aplicación al caso la doctrina de las essential facilities porque el SIPS no es un activo propio de la empresa distribuidora, sino que se trata de una información de la que dispone por su situación en el mercado de la distribución y como consecuencia del paso de una situación de monopolio a un mercado liberalizado”*.

Estas palabras nos sugieren una interesante cuestión, ¿debe ser la propiedad sobre el activo esencial el elemento de juicio que sirva para determinar la aplicabilidad de la *essential facilities doctrine*?

Es ilustrativo, a este respecto, el planteamiento de Moisés BARRIO ANDRÉS. El autor comienza reconociendo que *“los datos no cumplen las cualidades tradicionales, ya que son incorpóreas, no físicos y no se basan en esfuerzo intelectual”*. Por ello, asegura que *“en los últimos tiempos se cuestiona la adecuación de la noción clásica del derecho*

*de propiedad a los datos*". Este escenario lleva al autor, finalmente, a razonar que "el control fáctico de los datos, independientemente de cualquier consideración relativa a la propiedad de los mismos, es un fenómeno frecuente y un grave problema para el intercambio y la transferencia de los datos en el Internet de las Cosas". Por consiguiente, "los problemas respectivos pueden, al menos, superarse parcialmente si el legislador garantiza un derecho de acceso a los datos"<sup>218</sup>.

De tal forma que, sin ser los datos propiedad de las empresas distribuidoras en un sentido jurídico-civil clásico, consideramos que su disposición sobre ellos por motivo de la función que asumen en la industria eléctrica resulta equivalente, a efectos competitivos, a su propiedad sobre las redes de distribución; máxime en mercados minoristas, como el de electricidad, que presentan una verdadera resistencia estructural a la entrada de nuevos oferentes<sup>219</sup>. Es éste el espíritu que irradia la *regulación para la competencia*, teoría que, explicada magistralmente por Gaspar ARIÑO ORTIZ, resultó influyente en la ordenación jurídica de los principales sectores económicos liberalizados<sup>220</sup>.

Es, en definitiva, esta identidad de razón entre *propiedad* y *control* del activo esencial la única técnica interpretativa que, según nuestro entender, permitiría constituir el derecho subjetivo de acceso a los datos que propone Moisés BARRIO y tan necesario resulta para la introducción de competencia en el mercado eléctrico minorista.

Por último, anunciamos un hecho que se desarrolla en línea con la reflexión que acabamos de compartir en torno al acceso de terceros a los datos y a la posición de dominio que las distribuidoras ocupan sobre ellos: las distribuidoras eléctricas están impulsando un proyecto que consiste en la creación de una plataforma común que les permita conocer los datos relacionados con el consumo eléctrico de sus clientes de forma agregada. Con ello pretenden fomentar la prestación de nuevos servicios energéticos a partir de la información generada con los contadores inteligentes. El elemento novedoso radica en el acceso neutral de terceros a los datos que proporcionarán, garantizando el

---

<sup>218</sup> BARRIO ANDRÉS, M., *Internet de las cosas... op. cit.*, p. 85.

<sup>219</sup> Vid. Informe de la CNMC sobre las implicaciones de la inclusión del campo "empresa comercializadora que realiza actualmente el suministro" en el SIPS, en aplicación del Real Decreto 1074/2015 (expediente INF/DE/190/17), de 13 de diciembre de 2017, en su apartado III. "Estructura del mercado minorista de suministro de electricidad a consumidores domésticos desde la perspectiva de competencia".

<sup>220</sup> Destaca, en esta concreta materia, su ensayo ARIÑO ORTIZ, G., *La regulación económica. Teoría y práctica de la regulación para la competencia*, Depalma, Buenos Aires, 1996.

cumplimiento de la normativa vigente sobre protección de datos, gracias a la *Plataforma Central de Servicios de Distribución*<sup>221</sup>.

Hasta ahora los contadores inteligentes servían para que los consumidores pudieran participar en el mercado y, en consecuencia, ahorrar en su factura. A corto plazo, sin embargo, el acceso de terceros a los datos mediante instrumentos como la citada plataforma facilitará, además, la agregación de recursos energéticos distribuidos.

### **c') La (des)protección de los datos más allá del Derecho: ubicación de los contadores inteligentes, privacidad y seguridad**

Finalmente, es necesario llamar la atención sobre un asunto relacionado con los contadores inteligentes y la privacidad que, teniendo origen técnico, guarda una trascendencia jurídico-penal considerable. Nos referimos a los robos en viviendas que están produciéndose, especialmente en periodos vacacionales, facilitados por las señales lumínicas que los contadores inteligentes emiten sobre la intensidad del consumo de energía eléctrica en tiempo real.

Guarda interés, con el fin de ilustrar la problemática comentada, la denuncia que interpuso el 23 de julio de 2012, ante la Agencia Española de Protección de Datos (AEPD), la Federación de Asociaciones de Consumidores y Usuarios en Acción (FACUA) contra Endesa Distribución Eléctrica, S.L. (ENDESA)<sup>222</sup>.

Las señales lumínicas emitidas por los contadores inteligentes a las que aludíamos provienen de un led que indica el funcionamiento del equipo, de forma tal que, si se está consumiendo energía eléctrica, parpadeará una luz de color rojo; siendo mayor o menor

---

<sup>221</sup> “El conjunto de las empresas de distribución eléctrica españolas integradas en las asociaciones Aelec, Aseme y Cide, han iniciado el proyecto para la creación de esta Plataforma Central de Servicios de Distribución que permitirá, por medio de un acceso neutral, ofrecer información pública estadística agregada y acceso a los consumidores, y a quienes ellos autoricen, a información detallada de sus puntos de suministro de manera accesible y fiable, garantizando el cumplimiento de la normativa sobre protección de datos y aplicando los máximos estándares de seguridad informática. La plataforma, que se va a desarrollar por Everis, anticipa las necesidades que van a demandar los clientes en un futuro cercano y se ajusta a lo dispuesto en la Directiva (UE) 2019/944, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad”

Titular de la noticia: “Las distribuidoras eléctricas crean una plataforma de datos de sus clientes”, (16 de octubre de 2019), de *ElEconomista.es*.

Recuperado de:

<https://www-eleconomista-es.cdn.ampproject.org/c/s/www.eleconomista.es/energia/amp/10143130/Las-distribuidoras-electricas-crean-una-plataforma-de-datos-de-sus-clientes>

<sup>222</sup> Resolución de la AEPD con núm. de expediente: E/06600/2012.

la frecuencia del parpadeo en función de la cantidad de energía eléctrica utilizada en ese preciso instante.

Por esta razón, la simple visualización de una hilera de contadores colocados en el exterior de viviendas unifamiliares es suficiente para localizar cuáles se encuentran deshabitadas. Esta circunstancia provoca un riesgo, no sólo para la protección de los datos personales, también para la inviolabilidad del domicilio; derechos fundamentales recogidos ambos en el artículo 18 de la Constitución.

Así las cosas, tras la recepción de la denuncia, el director de la AEPD ordenó a la Subdirección General de Inspección de Datos la realización de las actuaciones previas de investigación para el esclarecimiento de los hechos. La información facilitada por ENDESA demostraba que el modelo de contador inteligente instalado disponía, de conformidad con la normativa aplicable, de un visualizador con un área de texto<sup>223</sup>.

La citada resolución de la AEPD, después de explicar pormenorizadamente cuál fue el razonamiento empleado en la identificación del régimen jurídico aplicable al control metrológico del Estado sobre los instrumentos de medida<sup>224</sup>, determina que el contador utilizado por ENDESA ha sido autorizado por la Dirección General de Política Energética y Minas. Concluyendo, por ende, que el comportamiento de ENDESA hasta la fecha se encontraba amparado en una previsión normativa que exoneraba a la entidad de culpabilidad; razón por la cual el director de la AEPD acordó proceder al archivo de las actuaciones.

No obstante, la AEPD refleja en su resolución que, pese a tratarse de una actuación ajustada a Derecho, ENDESA realizó *“un ofrecimiento a la Comisión Nacional de la Energía, en orden a diseñar una nueva versión del contador, que permitiera desactivar*

---

<sup>223</sup> El texto del visualizador contenía, a saber: información alfanumérica de 16 caracteres por defecto en modo reposo y un menú de navegación para acceder al resto de la información; pudiendo visualizarse, a través de los menús, datos sobre el contrato, consumo y configuración del equipo, y un área de indicadores que facilita información sobre cuadrante de potencia, tensión y corriente fase, unidades, alarma incidencias, estado de las comunicaciones, modo de funcionamiento y estado del interruptor.

<sup>224</sup> Razonamiento que concluye señalando como el régimen jurídico aplicable: de un lado, el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto; y, de otro, la Orden ITC/3022/2007, de 10 de octubre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008. En virtud de lo dispuesto por el artículo 9.8 del Reglamento, *“el sistema de telegestión y telemedida desarrollado por cada encargado de la lectura, los equipos asociados y, en su caso, los protocolos específicos, habrán de ser autorizados por la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía”*.



*el led tras el proceso de instalación y verificación del funcionamiento del contador; lo cual requeriría las autorizaciones de los organismos metrológicos y el tiempo necesario para su implementación”.*

Es preocupante, en fin, que la Recomendación de la Comisión Europea, de 9 de marzo de 2012, relativa a los preparativos para el despliegue de los sistemas de contador inteligente, ya advirtiera en su considerando (10) que *“deben incorporarse a los sistemas de contador inteligente elementos de seguridad de la información y protección de los datos antes de su despliegue y utilización generalizada”* y, pese a ello, la problemática perdure tras casi una década; ya que los contadores inteligentes de viviendas unifamiliares continúan instalándose en la vía pública con funcionamiento ininterrumpido del led.

Puede concluirse que, de forma contraria a la lógica, una situación que vulnera la protección de datos y supone un riesgo para la inviolabilidad del domicilio (o, lo que es igual, para la seguridad) resulta conforme con la normativa aplicable; circunstancia que, por consiguiente, impide a la AEPD imponer sanción alguna. Un claro ejemplo de que el Derecho, si no sirve para solucionar problemas, guardará validez, pero dejará de ser la *“garantía del interés común”* tantas veces mencionada por Léon DUGUIT; dado que el perjuicio individual, al ubicarse fuera del ordenamiento jurídico, queda huérfano de reacción colectiva que lo ampare.

## **2. Agregación de recursos energéticos distribuidos**

### **A) Concepto. Una explicación desde el teorema de Coase**

La transición energética constituye un verdadero punto de inflexión en nuestra forma de producir y consumir energía eléctrica. La descarbonización de la economía supone, como puede imaginarse, un reto mayúsculo. Para su consecución, por tanto, no basta con incrementar la eficiencia de los medios tradicionales; resulta conveniente, además, la progresiva incorporación de tecnologías disruptivas.

Naturalmente, durante la transición (y, posiblemente, también tras ella), habrá una convivencia entre el clásico modelo de generación centralizada (eso sí, siempre que reduzca drásticamente la utilización de fuentes de energía fósiles) y el incipiente modelo de generación distribuida. Éste último, esencial para el proceso de descarbonización, se

articula por medio de los denominados *recursos energéticos distribuidos*; que pueden definirse como las instalaciones con capacidad para gestionar su generación, consumo o almacenamiento de energía eléctrica, conectadas a la red de media y baja tensión, destinadas a un uso residencial, comercial, industrial o agrario. Ahora bien, para que la utilización de estos recursos pueda alcanzar todo su potencial, será imprescindible que los consumidores participen en el mercado de forma activa en función de las señales de precio que reciban.

Se observa, pues, que el uso de las nuevas tecnologías para un consumo de energía eléctrica más seguro, sostenible y a un menor precio es, en suma, lo que caracteriza la aplicación de *inteligencia* en el sector eléctrico. Sin embargo, existen dos dificultades que deben ser tenidas en cuenta. Para que el consumidor juegue un papel más activo (es decir, que ajuste sus hábitos de consumo al precio de la electricidad en cada momento del día) y pueda participar en las diversas fases del mercado organizado, necesita un conocimiento sobre el funcionamiento de la industria del cual, en la mayoría de los supuestos, no puede disponer. Además, el novedoso modelo de generación distribuida queda vertebrado por instalaciones de pequeño y mediano tamaño; escenario que, al evitar el aprovechamiento de *economías de escala*, estaría restando eficiencia al sistema eléctrico en caso de que la participación se realizara de manera individual<sup>225</sup>.

La *agregación* de recursos energéticos distribuidos soluciona los dos obstáculos mencionados: de un lado, permite que un profesional se ocupe de modular la demanda energética del consumidor en virtud de las señales que el mercado emita y las preferencias que el propio consumidor manifieste, ahorrándole así costes de transacción e información; y, de otro, posibilita el empleo de economías de escala al combinar multitud de recursos distribuidos de forma simultánea, sin perjuicio de que tales recursos correspondan a propietarios muy diversos.

---

<sup>225</sup> “Hay economías de escala cuando el coste medio se reduce al crecer la producción. (...) Aumentos de la escala de producción facilitan a la empresa el uso de mejores técnicas organizativas. Finalmente, hay espacio para la reducción de costes si se sabe aprovechar el aprendizaje y la experiencia adquirida en el proceso de crecimiento.” BEL, G., et al.: “Economía y regulación de los servicios de red”, en MUÑOZ MACHADO, S. y ESTEVE PARDO, J. (directores), *Derecho de la Regulación Económica: Fundamentos... op. cit.*, pp. 718-720.

El agregador de demanda es, según la Comisión de Expertos sobre escenarios de Transición Energética, el “*sujeto legal que ha de hacer posible una nueva función dentro del mercado de energía: la agregación de los recursos distribuidos*”. Añade en su informe que “*el agregador ha de ser el responsable técnico y financiero que represente a los consumidores en el mercado mayorista de electricidad y ante el operador del sistema eléctrico*”, concluyendo que “*para ello, puede configurarse ampliando las funciones del actual comercializador o bien ser un agregador independiente, es decir, un agente sin un papel previo en el mercado (como podría ser un fabricante de baterías o una empresa de servicios energéticos)*”<sup>226</sup>.

La conceptualización que realiza la Comisión de Expertos sobre el *agregador de demanda* es, a nuestro juicio, precisa y comprensible. No obstante, pueden encontrarse algunas definiciones de esta novedosa figura, tanto normativas como doctrinales, que también guardan interés.

La Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética<sup>227</sup> fue la primera norma en aproximarse a la definición de esta nueva actividad, al calificar en su artículo 2.45 una *central de compra* como “*un suministrador de servicio a la demanda que aúna múltiples cargas de corta duración de los consumidores para su venta o subasta en mercados de energía organizados*”. Aunque el sujeto no se denominara *agregador*, llama la atención cómo la descripción que se hacía de la actividad era equiparable a lo que se entiende actualmente por agregación de la demanda; siendo que en aquel momento el modelo de generación distribuida era una alternativa al modelo centralizado aún por explorar.

La Directiva 2019/944/UE, por su parte, se ha encargado de distinguir, en su artículo 2.18 y 2.19, entre la actividad genérica de *agregación* y la figura específica del *agregador independiente*. Mientras que la primera la define como “*una función realizada por una persona física o jurídica que combina múltiples consumos de clientes o electricidad generada para su venta, compra o subasta en cualquier mercado de*

---

<sup>226</sup> Informe final elaborado por la Comisión de Expertos sobre escenarios de Transición Energética... *op. cit.*, p. 390.

<sup>227</sup> Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética.

*electricidad*”, concreta respecto de la segunda que se trata de “*un participante en el mercado que presta servicios de agregación y que no está relacionado con el suministrador del cliente*”. Estas definiciones han sido incorporadas al ordenamiento jurídico español, con idénticos términos, a través del artículo 4 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica (añadiendo, para ello, un epígrafe i) al artículo 6.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico).

Puede comprobarse que la definición ofrecida en 2019 en poco varía respecto de la establecida en 2012. Lo cual resulta positivo por dos razones: la primera, porque denota que las instituciones de la Unión Europea, ya en 2012, tenían una visión avanzada en relación con la evolución de los mercados eléctricos; y, la segunda, porque se tiene el buen criterio de no modificar en exceso una definición de la actividad que se adecúa a la realidad presente, sin perjuicio de que la nomenclatura sí se haya adaptado a los nuevos tiempos, aspecto que resulta fundamental para aumentar la capacidad de comunicación y facilitar el entendimiento.

En cuanto a las aportaciones doctrinales, ciertamente escasas por hallarnos en el albor de la transición, destaca la definición que de la agregación hace el Massachusetts Institute of Technology (MIT) al considerar que consiste en “*el acto de agrupar a distintos agentes de un sistema eléctrico (por ejemplo, productores, consumidores, autoconsumidores o una mezcla de todos ellos) a fin de actuar como una sola entidad cuando participan en los mercados eléctricos (ya sean mayoristas o minoristas) o prestan servicios al operador del sistema eléctrico*”. No obstante, en el MIT reconocen -con acierto- la existencia de otras posibles definiciones; siendo que, en la práctica, el agregador de demanda puede ser definido en sentido amplio o estricto dependiendo de las funciones que su régimen jurídico le asigne<sup>228</sup>.

---

<sup>228</sup> Siendo el texto original, el siguiente: “*Aggregation is defined here as the act of grouping distinct agents in a power system (i.e., consumers, producers, prosumers, or any mix thereof) to act as a single entity when engaging in power system markets (whether wholesale or retail) or selling services to the system operator(s)*” Estudio elaborado por el MIT, en colaboración con la Universidad Pontificia de Comillas, titulado “*Utility of the future: an MIT Energy Initiative response to an industry in transition*” y publicado en diciembre de 2016. Investigadores principales: Ignacio PÉREZ-ARRIAGA y Christopher KNITTEL.

La agregación de recursos energéticos distribuidos, en definitiva, aporta valor. Ahora bien, conviene distinguir entre el beneficio a nivel particular y las externalidades positivas que recaen sobre el sistema eléctrico en su conjunto: dos tipos de valor que no siempre coinciden. El primero, vinculado al avance de la tecnología, puede resumirse en la reducción de los costes de información y de transacción. Mientras que, el segundo, pueden sintetizarse en el aumento de la eficiencia por efecto de las economías de escala, así como de la coordinación entre agentes económicos y sociales. Se trata, pues, de una interesante manifestación del *teorema de Coase*.

En la doctrina administrativista española, el profesor que realiza la más rigurosa aproximación a las explicaciones de Ronald COASE sobre los procesos económicos y jurídicos es Juan DE LA CRUZ FERRER. El teorema concluye que las negociaciones entre las partes conducirán a efectuar aquellas transacciones que maximicen la riqueza. Una de las reflexiones que expone el profesor DE LA CRUZ al respecto es que *“en un sistema de propiedad privada y de libre contratación, el valor de mercado refleja las preferencias y las demandas del resto de la sociedad respecto de un determinado recurso”*. En este sentido, *“no importa quién sea el propietario, el uso que haga del recurso va a verse influido por lo que el resto de la sociedad piense que es su uso más valioso”*. Finaliza afirmando que esta situación crea una interesante paradoja: *“aunque la propiedad recibe el calificativo de privada, las decisiones del propietario deben tener muy en cuenta la evaluación social o la evaluación del mercado respecto del valor del recurso que el propietario está usando”*<sup>229</sup>.

En efecto, esto es lo que sucede en el proceso de agregación de recursos energéticos distribuidos. Nos referimos a los recursos energéticos (instalaciones de autoconsumo, sistemas de almacenamiento, vehículos eléctricos, etc.) que, si no fuera por el uso conjunto que de ellos hace el agregador, de ningún modo podrían alcanzar un grado de eficiencia equivalente. Los consumidores, por lo general, no tienen los conocimientos suficientes en materia de gestión energética para interpretar adecuadamente las señales que el mercado eléctrico pueda emitir. A este respecto, debe añadirse la incapacidad de las pequeñas instalaciones para participar individualmente en los distintos mercados por

---

<sup>229</sup> Vid. el apartado que lleva por rúbrica “Dinámica de la transmisión de recursos: aproximación al teorema de Coase” en DE LA CRUZ FERRER, J., *Principios de regulación económica... op. cit.*, pp. 109-112.

el elevado coste que ello supondría. Sin embargo, gracias a las transacciones entre el agregador y los propietarios de los recursos, el uso que finalmente se hace de ellos es aquel que el mercado considera más valioso.

Finalmente, cabe señalar que la agregación de recursos energéticos distribuidos puede ser física o virtual. Hasta ahora venimos haciendo referencia a este último tipo, pues será el que tenga un mayor alcance por razón de su elevada utilidad en entornos urbanos. Pese a ello, la agregación física de recursos resulta posible por medio de las denominadas *comunidades energéticas locales*; en este supuesto, todos los recursos energéticos se encontrarían conectados a una misma red de baja tensión<sup>230</sup>.

## **B) Naturaleza jurídica de la agregación**

En cuanto a la naturaleza jurídica de la agregación, consideramos que, al tratarse de una cuestión todavía sin resolver por motivo de su reciente aparición, merece un pronunciamiento por nuestra parte, siquiera breve, al respecto.

Si algo resulta claro en la relación jurídica entre agregador y consumidor es que el primero presta un servicio. Como Luis DíEZ-PICAZO y Antonio GULLÓN pusieran de manifiesto<sup>231</sup>, el contenido del artículo 1.544 del Código Civil “*no puede ser más pobre*”<sup>232</sup>, añadiendo de seguido que “*la obligación principal del arrendatario consiste en la prestación del servicio, en la realización de un facere, regido por los principios de la obligación de hacer*”. Entendemos, sin embargo, que el contrato de arrendamiento de servicios no es el tipo contractual que mejor se ajusta a esta novedosa actividad. Como ya advirtiera Francisco LUCAS FERNÁNDEZ, el deslinde entre el arrendamiento de servicios y el mandato “*ha dado origen a diversas posiciones doctrinales y jurisprudenciales*”, concluyendo que “*la nota de sustitución en la actividad no se da en el arrendamiento de servicios y es el criterio más seguro para determinar cuándo un*

---

<sup>230</sup> Sobre las comunidades energéticas locales se profundiza en el apartado 3.C.c.a’) del Capítulo II del presente estudio.

<sup>231</sup> DíEZ-PICAZO, L. y GULLÓN, A., *El Sistema de Derecho Civil, Vol. II, Tomo 2*, Tecnos, Madrid, 2015, p. 151.

<sup>232</sup> Artículo 1.544 del Código Civil: “*En el arrendamiento de obras o servicios, una de las partes se obliga a ejecutar una obra o a prestar a la otra un servicio por precio cierto*”.

*contrato es mandato (este criterio es aceptado en las SSTS de 14 de marzo de 1986 y 25 de marzo de 1988)*”<sup>233</sup>.

Por ello consideramos que, en riguroso planteamiento, el sinalagma contractual que vincula a agregador y consumidor guarda: la prestación de un servicio (como así lo permite la redacción del artículo 1.709 del Código Civil<sup>234</sup>), un mandato y un poder de representación. Aunque normalmente mandato y representación se ejercen conjuntamente, se trata de dos conceptos que deben ser nítidamente separados; pues, según afirmara Paul LABAND, “*mandato y poder son figuras distintas que pueden coincidir de manera ocasional*”<sup>235</sup>. Sucede, pues, que el agregador ofrece la flexibilidad del consumidor en el mercado eléctrico (prestación del servicio) por encargo del propio consumidor (mandato) y actuando en su representación (poder de representación)<sup>236</sup>.

En la doctrina tampoco abundan, a fecha de hoy, los pronunciamientos sobre la tipología contractual de la relación entre agregador y consumidor. Sin embargo, destaca acerca de esta concreta cuestión el estudio realizado por Nuria ENCINAR ARROYO en torno al esquema contractual de la comercialización eléctrica en el nuevo modelo de negocio<sup>237</sup>. En él denomina *contrato de flexibilidad* al acuerdo entre las partes que regula

---

<sup>233</sup> LUCAS FERNÁNDEZ, F.: “Artículo 1.544: II. Arrendamiento de servicios y mandato”, en DIEZ-PICAZO, L., et al. (directores), *Comentario del Código Civil*, Tomo II, Ed. Ministerio de Justicia, Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones, Madrid, 1991, p. 1059.

<sup>234</sup> Artículo 1.709 del Código Civil: “*Por el contrato de mandato se obliga una persona a prestar algún servicio o hacer alguna cosa, por cuenta o encargo de otra*”.

<sup>235</sup> En palabras de los profesores DÍEZ-PICAZO, L. y GULLÓN, A., *El Sistema de Derecho Civil*, Vol. II, Tomo 2... *op. cit.*, p. 190 “*ésta es la tesis reiteradamente sostenida por la jurisprudencia del Tribunal Supremo (SSTS de 16 de febrero de 1935, 22 de mayo de 1942 y 1 de diciembre de 1944), que se debe a LABAND*”. En esta misma línea, interesa apuntar que, a decir de VÁZQUEZ PÉREZ, Á. J. y LABAÑINO BARRERA, M. en “El mandato general y especial en el Código Civil vigente y en la práctica jurídica cubana”, en PÉREZ GALLARDO, L. B., *Contratos gratuitos*, Reus (Biblioteca Iberoamericana de Derecho), Madrid, 2010, p. 287, “*fue definitivamente obre de la doctrina alemana la distinción entre representación y mandato a través de los trabajos de Paul LABAND, en torno a la representación en la conclusión de negocios jurídicos según el Código de comercio alemán, en el año 1860*”.

<sup>236</sup> Las formas de participar en el mercado organizado de electricidad son dos: a) directamente (nos referimos al titular de la instalación); b) mediante representación. A este respecto, el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, dispone en su artículo 4.a) que “*los representantes deberán acreditar su condición a través de los medios previstos en el artículo 32.3 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, especificando si el representante actúa en nombre y por cuenta ajena o si actúa en nombre propio pero por cuenta ajena*”. De modo que, si se participa mediante representación (en este caso, por medio de un agregador), deberá especificarse en una cláusula contractual si el agregador actúa en nombre del consumidor o en nombre propio.

<sup>237</sup> ENCINAR ARROYO, N., “El comercio eléctrico en la transición renovable”, en DE LA CRUZ FERRER, J. (dir.) y ZAMORA SANTA BRÍGIDA, I. (coord.), *Energía y Derecho ante la transición renovable*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2019, pp. 149-182.

la agregación de recursos energéticos distribuidos; lo cual resulta acertado por reflejar correctamente la finalidad de la actividad realizada, es decir, la prestación de flexibilidad -entendiendo por ello modulación de la demanda- al sistema.

En suma, al tratarse de una nueva actividad en el contexto de un nuevo modelo energético, resulta forzada su subsunción en un tipo contractual clásico como pudiera ser el *arrendamiento de servicios* o el *mandato*; sin perjuicio de que sean utilizados elementos presentes en ambos tipos. Por ello, entendemos acertada la propuesta de Nuria ENCINAR consistente en constituir una nueva figura denominada *contrato de flexibilidad* que se ajuste a la singular caracterización de la agregación y su contexto.

### **C) El agregador como intermediario entre los clientes y el mercado**

La agregación de recursos energéticos distribuidos, en suma, debe ofrecer una flexibilidad capaz de conciliar las necesidades particulares con las colectivas. Ahora bien, ¿qué debe entenderse por flexibilidad?

Se trata del principal valor añadido que presenta la agregación y consiste en la capacidad para modificar la producción o el consumo de los distintos recursos energéticos distribuidos ante distintas señales: el precio de la electricidad que determine el mercado; un programa establecido; compromisos adquiridos como pudiera ser la participación en una subasta de capacidad; o, en fin, las decisiones adoptadas por un tercero que realice funciones de agregación con el fin de gestionar un consumo de energía eficiente. Flexibilidad que, naturalmente, deberá obtener una remuneración<sup>238</sup>.

Así pues, nos hallamos ante un nuevo modelo de negocio que, a partir del proceso de digitalización, puede lograr una considerable reducción de las asimetrías inherentes al *trilema* de la política energética:

- a) Aumentando la seguridad del suministro al permitir que, en un contexto de oferta renovable en su mayoría intermitente, se pueda gestionar parte de la demanda y reducir así la necesidad de mantener mecanismos de capacidad basados en fuentes de energía fósiles (principalmente, gas y carbón).

---

<sup>238</sup> Este concepto de *flexibilidad* puede hacerse extensivo a los recursos conectados en alta tensión; siendo éstos, por lo general, centrales de producción y consumidores electrointensivos.



- b) Contribuyendo a la sostenibilidad medioambiental al favorecer la alta penetración de energías renovables y la progresiva disminución de las fuentes fósiles en el *mix* energético, lo que resulta esencial, asimismo, para lograr la descarbonización de la economía.
- c) Promoviendo la competencia en el mercado eléctrico minorista al crear nuevos servicios que, en unos casos serán prestados por las comercializadoras y, en otros, por agregadores independientes, siendo decisión libre del consumidor quién ha de proporcionárselos<sup>239</sup>.

La agregación, por consiguiente, necesita de un marco regulatorio adecuado para su correcto desarrollo. Su ordenación jurídica deberá establecer los requisitos técnicos, económicos y administrativos de su ejercicio, así como su relación con los demás agentes, con el fin de que la flexibilidad que la agregación pueda aportar no ponga en riesgo la operación tanto del mercado como del sistema.

Actualmente, la primera y única ordenación relativa a los agregadores de demanda es fruto de la potestad normativa comunitaria. La Directiva 2019/944/UE, sobre el mercado interior de la electricidad, establece en su artículo 17.3 el mandato dirigido a los Estados miembros de velar por que sus marcos reglamentarios impulsen la participación de agregadores en el mercado minorista con base en una serie de criterios<sup>240</sup>.

---

<sup>239</sup> Manifestación de la *autonomía de la voluntad* que garantiza el artículo 13 de la Directiva 2019/944/UE, precepto que determina las reglas básicas en las relaciones contractuales que se establezcan entre cliente y agregador.

<sup>240</sup> A saber: “a) el derecho de cada participante en el mercado activo que preste servicios de agregación, incluidos los agregadores independientes, a entrar en los mercados de electricidad sin el consentimiento de otros participantes en el mercado; b) normas no discriminatorias y transparentes que asignen claramente las funciones y las responsabilidades de todas las empresas eléctricas y los clientes; c) normas y procedimientos no discriminatorios y transparentes para el intercambio de datos entre los participantes en el mercado que presten servicios de agregación y otras empresas eléctricas, que garanticen el acceso fácil a los datos en condiciones equitativas y no discriminatorias y, al mismo tiempo, protejan plenamente la información comercial sensible y los datos personales de los clientes; d) la obligación de los participantes en el mercado que presten servicios de agregación de ser responsables económicamente de los desvíos que causen en el sistema eléctrico; a tales efectos, serán sujetos de liquidación responsables del balance o delegarán su responsabilidad en materia de balance con arreglo a lo dispuesto en el artículo 5 del Reglamento (UE) 2019/943; e) que los clientes finales que tengan un contrato con agregadores independientes no deban hacer frente a pagos, multas u otras restricciones contractuales indebidos solicitados por sus suministradores; f) un mecanismo de resolución de litigios entre participantes en el mercado que presten servicios de agregación y otros participantes en el mercado, incluida la responsabilidad por desvíos”.

Del anterior mandato y los criterios establecidos para su desarrollo, extraemos las siguientes conclusiones: a) se permite la libre entrada de los agregadores en los mercados eléctricos organizados; b) el despliegue de la generación distribuida y la participación de los agregadores exige actualizar el diseño del mercado reasignando las funciones de los distintos agentes; c) el acceso abierto a los datos -garantizando su protección- se presenta fundamental para permitir la interoperabilidad entre activos energéticos distribuidos, facilitando así la operación del mercado y del sistema; d) si los agregadores no deben compensar -salvando pagos compensatorios de naturaleza excepcional- a los productores por la reducción del consumo que implicaría la prestación de sus servicios, quiere decirse que, en este concreto aspecto, los productores deberían asumir -parcialmente- los costes de la transición; e) resulta necesario el establecimiento de mecanismos de resolución ante los conflictos que puedan surgir, especialmente, entre los comercializadores y los agregadores independientes.

Esta relación de criterios y conclusiones puede sintetizarse en el mensaje que recoge el considerando (39) de la Directiva 2019/944/UE: *“todos los grupos de clientes (industriales, comerciales y domésticos) deben tener acceso a los mercados de la energía para comercializar su flexibilidad y la electricidad autogenerada”*. Pues, como añade a continuación, *“es muy probable que los agregadores desempeñen una función importante como intermediarios entre los grupos de clientes y el mercado”*. En suma, la Unión Europea exige a los Estados miembros que configuren un régimen jurídico para los servicios de agregación que permita la plena participación de la demanda en el mercado.

Una vez sentado lo anterior, es relevante conocer qué fase del mercado organizado es la más adecuada para que los clientes participen a través de los servicios de agregación; ya sean prestados por comercializadores o agregadores independientes.

**FIGURA 2.8**

**Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL): horizontes de contratación**



Fuente: Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad, OMI Polo Español S.A. (OMIE)

En primer lugar, debe observarse que la participación del cliente en el mercado puede realizarse de forma individual (desagregada) o colectiva (agregada). En caso de que sea individual, el propietario del recurso energético debe hacerse agente del mercado y disponer de la capacidad de actuar en él; mientras que, si opta por contratar con un tercero que le preste servicios de agregación, el propietario del recurso debe delegar la gestión de su consumo y/o producción en el agregador con el que haya contratado, quien, necesariamente, deberá ser agente del mercado.

De tal forma que, ya sea individualmente o mediante agregador, el Cuarto Paquete insiste en la conveniencia de que los clientes sean activos y participen en el mercado porque, durante los próximos años, esa será la vía más efectiva para que vean reducida su factura eléctrica<sup>241</sup>. La explicación es sencilla: la gestión de los recursos energéticos distribuidos permite maximizar el valor de la energía eléctrica optimizando los momentos en los que se consume -siempre que sea posible, cuando los precios sean bajos- y se vierte a la red -cuando el precio sea elevado-.

<sup>241</sup> La Directiva 2019/944/UE define en su artículo 2.6 al *cliente activo* como “un cliente final, o un grupo de clientes finales que actúan conjuntamente, que consume o almacena electricidad generada dentro de sus locales situados en un ambiente confinado o, si así lo permite el Estado miembro, en otras ubicaciones, o que venda electricidad autogenerada o participe en planes de flexibilidad o de eficiencia energética, siempre que esas actividades no constituyan su principal actividad comercial o profesional”.

En segundo lugar, conviene hacer una breve aclaración (con ayuda de la Figura 2.8) sobre la configuración actual del MIBEL<sup>242</sup>. Podemos observar cómo se participa en los *mercados de futuros eléctricos o financieros*; donde los agregadores pueden comprar energía, pero las oportunidades de ofrecer flexibilidad son escasas. Guardan mayor interés, en lo que a la agregación de demanda se refiere, los mercados físicos de capacidad y las posibilidades de ofrecer interrumpibilidad. A corto plazo o con mayor proximidad al suministro, se encuentran: un *mercado diario*, que ofrece señales de precio; un *mercado intradiario*, dividido actualmente en seis sesiones de subastas (con diferentes horizontes de programación para cada sesión); siendo muy relevante la creación de un mercado intradiario continuo transfronterizo europeo en junio de 2018, permitiendo que, en cada instante, los agentes puedan vender electricidad a precio de mercado<sup>243</sup> (teniendo así señales de precio instantáneas, como sucede en las Bolsas de Valores); los *servicios de ajuste del sistema*, siendo ésta una de las fases más adecuadas para la participación de los clientes y agregadores, como ahora se explicará; y los *mercados energéticos locales*, igualmente propicios para la participación de los consumidores mediante la agregación de demanda.

En cuanto a los *mercados de capacidad*, resulta significativo que en algunos países de Europa ya existan mercados de esta naturaleza que permitan la participación de los clientes finales<sup>244</sup>; de esta forma, la demanda gestionable -capaz de autogenerar

---

<sup>242</sup> Puede encontrarse un detallado estudio sobre su configuración original en el capítulo decimotercero de la obra DE LA CRUZ FERRER, J., *La liberalización... op. cit.*, pp. 443-455, titulado “Descripción técnica del mercado de la electricidad”.

<sup>243</sup> Resulta de interés la información que aporta OMIE al respecto: “*El Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones ha establecido un modelo objetivo para los mercados intradiarios basado en negociación continua de energía en el que la capacidad de la interconexión entre zonas se asigna de forma implícita. Un grupo de operadores de mercado europeos, entre los que se encuentra OMIE, pusieron en marcha un proyecto de implementación del nuevo mercado intradiario continuo. El propósito de este proyecto (conocido como XBID) es permitir el comercio intradiario de energía eléctrica entre las distintas zonas de Europa de manera continua y aumentar la eficiencia global de las transacciones en los mercados intradiarios en toda Europa. (...) La solución de un mercado único continuo intradiario europeo se basa en un sistema informático común que es la columna vertebral de la solución europea, al que se enlazan los mercados intradiarios locales operados por los operadores de mercado, así como la disponibilidad de toda la capacidad comercial de las interconexiones transfronterizas que facilitan los operadores de sistema*”. Recuperado de:

<http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/mercado-intradiar>

<sup>244</sup> Vid. BILLIMORIA, F. y POUDINEH, R., *Decarbonized Market Design: An Insurance Overlay on Energy-Only Electricity Markets*, Oxford Institute for Energy Studies, 2018.

energía eléctrica- puede tomar parte en los mercados de capacidad y competir -sin perjuicio de que existan ciertas restricciones- con los productores de electricidad.

La filosofía que inspira la participación de los agregadores en los mecanismos de *interrupción del consumo* es equivalente: consiste en que el agregador permita la participación de instalaciones de reducido tamaño dotándolas de una gestión común, compitiendo así en similares condiciones respecto de los consumidores electrointensivos.

En tercer y último lugar, merece especial mención por la importancia que tendrá en el futuro, así como por su complejidad técnica, la participación de la demanda en los *servicios de ajuste del sistema* de carácter potestativo; principalmente, en el ámbito de los *servicios transfronterizos de balance* en las interconexiones con Francia y Portugal.

#### **D) La participación del consumidor en los servicios de ajuste a través del agregador**

Los *servicios de ajuste*, también conocidos como *mercados de balance*, cumplen con una función básica: garantizar la continuidad y seguridad del suministro procurando un equilibrio constante entre generación y demanda. Los servicios de ajuste se dividen en las siguientes categorías: solución de restricciones técnicas; servicios complementarios (reserva de potencia adicional a subir, regulación secundaria y regulación terciaria); y gestión de desvíos.

La agregación resulta esencial para que los consumidores domésticos puedan participar en los servicios de ajuste; pues, para que las instalaciones de generación eléctrica a partir de fuentes de energía renovables puedan intervenir en ellos -además de superar unas pruebas de habilitación<sup>245</sup>- la normativa establece que “*el valor mínimo de*

---

<sup>245</sup> Para superar el procedimiento de habilitación, deberán realizarse con éxito diversas pruebas. Para participar en la fase relativa a la gestión de desvíos y la regulación terciaria: a) realizar rampas de respuesta y verificación de las potencias máxima y mínima; b) comprobar tiempo de arranque en frío/caliente y tiempos de subida de carga; c) seguir las instrucciones recibidas por el Operador del Sistema durante un periodo de 72 horas. Y, para la participación en la fase de regulación secundaria, las pruebas de habilitación consisten en: a) cumplir los requisitos técnicos del sistema de control; b) intercambiar señales correctamente; c) comprobar la respuesta ante un requerimiento constante, tanto de subida como de bajada. Cfr. la Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, *in fine*.

*las ofertas para la participación en estos servicios de ajuste del sistema será de 10 MW, pudiendo alcanzarse dicho valor como oferta agregada de varias instalaciones”*<sup>246</sup>.

No obstante, debe señalarse que ENTRA Agregación y Flexibilidad, la Asociación de los Agentes y Empresas Eléctricas y de Servicios Energéticos que tiene como objetivo hacer realidad una justa y completa integración de la agregación y la flexibilidad, envió sus comentarios a la consulta que Red Eléctrica de España (REE) publicó en abril de 2018 sobre los términos y condiciones de los *Balance Service Providers* y los *Balance Responsible Parties*. En la respuesta de ENTRA Agregación y Flexibilidad a la consulta se recoge que *“el valor mínimo de oferta en los servicios de ajuste es de 10 MW, capacidad muy alta que dificulta al agregador de la demanda su participación en el mercado. La capacidad debería armonizarse con países europeos, que actualmente la fijan a 1MW”*. Sin embargo, tras dos años, el valor mínimo exigido por el Real Decreto 413/2014 se mantiene en 10 MW.

Como recuerda la Comisión de Expertos sobre escenarios de Transición Energética *“se considera conveniente el desarrollo regulatorio de la agregación de los recursos distribuidos, lo que potenciará la participación de los pequeños consumidores en los mercados y en el proceso de balance del sistema eléctrico”*. Una vez sea aprobada la necesaria regulación, la Comisión añade que *“a los agregadores corresponderá gestionar las ofertas agregadas y las transacciones consiguientes en los mercados de electricidad y, en su caso, ofrecer al sistema la prestación de servicios de ajuste, programar las entregas de energía, responsabilizarse técnicamente y financieramente de los desvíos de carácter potestativo, hacerse cargo de las liquidaciones correspondientes y ofrecer servicios de cobertura de riesgo del precio de la energía a los consumidores que lo deseen”*<sup>247</sup>.

---

<sup>246</sup> Es, concretamente, el artículo 10.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, el precepto encargado de establecer el citado umbral. Su contenido es el siguiente: *“Las instalaciones objeto del presente real decreto podrán participar en los mercados asociados a los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo que se establezcan teniendo en cuenta lo siguiente: a) Requerirán habilitación previa del operador del sistema; b) El valor mínimo de las ofertas para la participación en estos servicios de ajuste del sistema será de 10 MW, pudiendo alcanzarse dicho valor como oferta agregada de varias instalaciones”*.

<sup>247</sup> Informe final elaborado por la Comisión de Expertos sobre escenarios de Transición Energética... *op. cit.*, p. 389.

Para que tales servicios puedan prestarse adecuadamente, la Autoridad Catalana de la Competencia (ACC) ha ofrecido una serie de recomendaciones<sup>248</sup> que pueden resumirse en:

- a) La definición de las funciones y responsabilidades del agregador, concretando los requisitos técnicos para que participe en el mercado sin perjudicar la seguridad del suministro.
- b) La aprobación de protocolos entre el Operador del Sistema y los agregadores, sin intervención directa de los consumidores individuales.
- c) La regulación de la contratación de flexibilidad por parte de los gestores de las redes de distribución.

Estas observaciones guardan coherencia con la que es, actualmente, la norma de referencia en los servicios transfronterizos de balance. Se trata del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una Directriz sobre el balance eléctrico (*EB GL* por sus siglas en inglés); en vigor desde el 18 de diciembre de 2017.

Los preceptos más relevantes de la *EB GL* en materia de agregación, son los siguientes:

- a) Considerando (8): “(...) *las normas relativas a las condiciones sobre el balance eléctrico establecen los principios y cometidos según los cuales se realizarán las actividades de balance reguladas por el presente Reglamento, y garantizan una competencia adecuada basada en unas condiciones equitativas entre participantes del mercado, que incluye agregadores de demanda y activos situados en la red de distribución*”.
- b) Artículo 3.1.f): “*El presente Reglamento tiene por objeto (...) facilitar la participación de la respuesta de la demanda, incluyendo la agregación y el almacenamiento de energía, garantizando al mismo tiempo que compiten con*

---

<sup>248</sup> Cfr. SALAS, P y CARRASCO, A., *Recursos energéticos distribuidos (DER): obstáculos y recomendaciones para un desarrollo íntegro del mercado*, Autoridad Catalana de la Competencia (ACC), Barcelona, 2017, p. 19.

*otros servicios de balance en condiciones equitativas y, si procede, que actúan independientemente cuando presten servicio a una única instalación de demanda”.*

- c) Artículo 18.4.b): *“Las condiciones para los proveedores de servicios de balance (...) permitirán la agregación de instalaciones de demanda, instalaciones de almacenamiento de energía e instalaciones de generación de electricidad en una zona de programación para ofrecer servicios de balance sujetos a las condiciones a que se hace referencia en el apartado 5, letra c)”.*
- d) Artículo 18.5.c): *“Las condiciones para los proveedores de servicios de balance incluirán (...) las normas y condiciones para la agregación de instalaciones de demanda, instalaciones de almacenamiento de energía e instalaciones de generación de electricidad en una zona de programación para convertirse en proveedores de servicios de balance”.*

Las condiciones de agregación de las instalaciones para constituirse como proveedor de servicios de balance en el sistema eléctrico peninsular español se recogen en el artículo 8 de la propuesta de *“Términos y condiciones para la prestación de servicios de balance”* presentada por Red Eléctrica de España, como Operador del Sistema, el 18 de junio de 2018; según lo dispuesto por el artículo 18.1 de la *EB GL*<sup>249</sup>.

Es clara, en fin, la voluntad de la Comisión Europea en cuanto a la participación de los agregadores en los servicios de balance. Un punto de inflexión que refleja el interés del operador jurídico comunitario por integrar el modelo de generación distribuida en el actual diseño del mercado eléctrico.

---

<sup>249</sup> Vid. la Propuesta del Operador del Sistema de *“Terms and Conditions” (T&C)* para *“Balancing Service Providers” (BSP)* y *“Balance Responsible Parties” (BRP)* en el sistema eléctrico peninsular español, Red Eléctrica de España (REE), de 18 de junio de 2018.



## E) Especial referencia a los servicios transfronterizos de balance y al estado de las interconexiones entre España y Francia

Los servicios transfronterizos de balance se encuentran, como ya avanzamos, en las interconexiones con Francia y Portugal.

La trascendencia de la *EB GL* en este ámbito se concreta mediante la puesta en funcionamiento de una plataforma común a través de la cual se ofrecen los excedentes de energía eléctrica y, si hay capacidad de intercambio y las ofertas son competitivas, las ofertas externas sustituyen a las ofertas internas. Con ello se consigue mayor volumen de oferta, incrementando así la eficiencia y la seguridad del suministro.

Durante el año 2017 (como puede observarse en la Figura 2.9) los mercados de ajuste movilizaron 8,5 TW/h respecto de un total de 252 TW/h; lo que representa el 3,4 %. Los servicios transfronterizos de balance, por su parte, movieron únicamente 251 MW/h; lo que supone el 3 % de la electricidad puesta a disposición en los mercados de balance y el 0,1 % del total.

**FIGURA 2.9**  
**Mercados de balance (2017)**

ENERGÍA TOTAL (GWh)	<i>Subir</i>	<i>Bajar</i>	<i>TOTAL</i>	% c/r Demanda Total Servida
<i>Regulación Terciaria (TER)</i>	2.348	1.806	<b>4.154</b>	<b>1,6 %</b>
<i>Regulación Secundaria* (SEC)</i>	1.203	1.212	<b>2.415</b>	<b>1,0 %</b>
<i>Gestión de Desvíos (GD)</i>	1.006	760	<b>1.766</b>	<b>0,7 %</b>
<i>Servicios Transfronterizos de Balance (STB)**</i>	53	198	<b>251</b>	<b>0,1 %</b>
<b>TOTAL</b>	<b>4.610</b>	<b>3.976</b>	<b>8.586</b>	<b>3,4 %</b>

\* Regulación secundaria prestada por Zonas de Regulación

\*\* Servicios intercambiados con los sistemas eléctricos de Francia y Portugal

\*\*\* Valor provisional

Fuente: Red Eléctrica de España (REE)

Son dos las causas que provocaron esta situación: la primera, que sólo se ofrecen excedentes y, la segunda, que tras la celebración del mercado diario en la interconexión

con Francia la capacidad de intercambio se encuentra completada durante un importante número de horas<sup>250</sup>.

En materia de interconexiones eléctricas<sup>251</sup>, el objetivo acordado por el Consejo Europeo y recogido en el artículo 4.d) del Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima es, como mínimo, del 10 % para el 2020 y del 15 % para el 2030. Con la finalidad de lograr el objetivo marcado, se está construyendo una interconexión submarina entre España y Francia a través del Golfo de Vizcaya, habiéndose anunciado la finalización del proyecto para el 2025. Según lo previsto, con esta nueva línea la capacidad de intercambio entre los dos países aumentaría de 2.800 a 5.000 MW; siendo la ratio de interconexión actual tan sólo del 6 %.

Alcanzar el adecuado nivel de interconexión aportaría claras ventajas al mercado eléctrico ibérico en términos de eficiencia económica, energías renovables y garantía de suministro; permitiendo, además, la plena integración del MIBEL en el mercado interior de la electricidad<sup>252</sup>. Pero, ¿qué sucede con el sistema eléctrico francés?

---

<sup>250</sup> “En 2015 se puso en funcionamiento la línea de interconexión eléctrica Sta. Llogaia - Baixas, primera nueva línea de interconexión Francia – España en los últimos 30 años. Tras dos años de su puesta en servicio la capacidad comercial de intercambio en esta frontera se ha duplicado, habiendo permitido incrementar los intercambios físicos de energía eléctrica en un 90 %. No obstante, aún se mantiene un elevado grado de congestión en la frontera España – Francia que se eleva al 75 % de las horas del año y la diferencia de precios media entre ambos sistemas se sitúa en el rango de 10-15€/MWh con precio más elevado en el lado español. Por otra parte, aunque este proyecto ha permitido incrementar el ratio de interconexión del sistema español, pasando de un 3 a un 6 % aproximadamente, España está aún muy lejos de cumplir con el objetivo establecido por la Comisión Europea de alcanzar un ratio de interconexión del 10 % en el año 2020.” Informe final elaborado por la Comisión de Expertos sobre escenarios de Transición Energética... *op. cit.*, p. 116.

<sup>251</sup> Vid. el Informe “Towards a sustainable and integrated Europe”, de noviembre de 2017, elaborado por el Grupo de Expertos en objetivos de interconexión eléctrica nombrado por la Comisión Europea mediante la Decisión de 9 de marzo de 2016, COM (2016) 1406, para profundizar sobre la metodología establecida para el cálculo de los porcentajes. El Informe recomienda el aumento de la capacidad de interconexión cuando no se dé alguno de los siguientes indicadores: a) que el diferencial de precios medio anual entre los mercados sea superior a 2 € MW/h; b) que la capacidad de interconexión sea inferior al 30 % de la demanda máxima; c) que sea inferior al 30 % de la capacidad renovable instalada. El sistema eléctrico ibérico padece los tres indicadores citados, lo que demuestra su aislamiento en relación con el resto de los sistemas europeos.

<sup>252</sup> “Disfrutamos ya de un grado de integración de mercados inimaginable en el inicio del proceso de liberalización del sector eléctrico europeo. No obstante, es evidente que la regulación europea relativa al mercado eléctrico va a seguir perfeccionando su diseño y operativa en toda la Unión Europea. En este contexto, no hay que olvidar que para avanzar en la creación del mercado interior de la energía es indispensable impulsar las interconexiones entre Estados miembros. A pesar de los avances en diseño de mercado y en su operativa hacia un mayor grado de armonización y coordinación, un nivel de interconexión insuficiente tiene como resultado una fragmentación que limita notablemente los beneficios

Téngase en cuenta que los intercambios entre España y Francia permiten que la electricidad fluya desde el país donde su generación cuesta menos hacia el país donde el coste es mayor. En 1974, tras la primera crisis del petróleo, en el contexto de una Alemania con abundante carbón -a fecha de hoy, continúa siendo el mayor productor mundial de lignito-, un Reino Unido con amplias reservas de gas natural en el mar del Norte y una Francia con escasos recursos energéticos autóctonos, el Gobierno francés tomó la decisión de aumentar notablemente la cantidad de energía eléctrica producida con centrales nucleares -actualmente, el 75 % de su *mix* energético-. Gracias a esta política energética consiguieron incrementar la seguridad de su suministro y reducir el precio de su electricidad por los reducidos costes variables que presentan este tipo de instalaciones; siendo la inversión inicial, como fácilmente puede imaginarse, muy elevada. De modo que, las centrales nucleares que fueron financiadas durante décadas con los impuestos de los ciudadanos franceses, en un futuro escenario de mayor capacidad de intercambio con el MIBEL servirían para reducir la factura eléctrica del resto de ciudadanos europeos -en concreto, de los españoles y portugueses- mientras se aumenta la factura de los propios franceses.

En suma, resulta comprensible que, en determinados aspectos, nos encontremos entre la consecución del mercado interior de la electricidad y el proteccionismo de algunas políticas energéticas nacionales. Situación compleja que, a nuestro juicio, explica el tradicional aislamiento energético de la Península Ibérica. No obstante, lo más probable es que los intereses comunitarios sean los que finalmente prosperen; existiendo incluso la posibilidad de que, por las variaciones que experimenten los *mix* de generación español y francés durante la transición energética, se invierta el sentido del intercambio y termine siendo España quien exporte a Francia. De cualquier modo, mientras tanto, no sería mala solución que mirásemos al sur; siendo el Magreb -y especialmente Marruecos- una región

---

*que el mercado interior puede alcanzar en la práctica. Por ello, el aumento de la capacidad de interconexión debe seguir siendo una línea de trabajo prioritaria a nivel europeo. En el caso de la frontera Francia-España, la futura interconexión submarina por el golfo de Vizcaya contribuirá de manera significativa a la integración entre el mercado ibérico y el resto de Europa, lo cual tendrá su reflejo en un aumento de la convergencia de precios entre las zonas española y francesa. No obstante, es necesario avanzar en la definición de nuevos proyectos de interconexión en dicha frontera en el contexto de la elaboración de la lista de Proyectos de Interés Común de la UE al amparo del Reglamento de infraestructuras energéticas transeuropeas.” GÓMEZ-ELVIRA GONZÁLEZ, R. y ESCOBAR RODRÍGUEZ, R., “Los mercados mayoristas de electricidad en la normativa europea. Marcando el camino hacia 2030”, Cuadernos de la Energía (editados por el Club Español de la Energía, Garrigues y Deloitte), núm. 60, (2019), p. 23.*

interesante para la exportación del excedente eléctrico procedente de fuentes renovables durante los próximos años. Prestemos atención y observemos qué sucede.

#### **F) A modo de recapitulación**

Resulta significativo, desde un enfoque jurídico, que el instrumento escogido para la aprobación de la *EB GL* haya sido un reglamento comunitario. En este sentido, como las ofertas de energía competirán en plataformas de balance a escala de toda la Unión Europea, es acertado que el conjunto de criterios de carácter técnico contenido en la *EB GL* tengan naturaleza reglamentaria y, por ende, deban ser interpretados en sus estrictos términos; puesto que, si el instrumento jurídico adoptado hubiese sido una directiva comunitaria, la adaptación de cada Estado miembro a su propia circunstancia generaría importantes distorsiones en la construcción de un mercado interior de la electricidad plenamente interconectado.

Debe advertirse, en este punto, la importancia de distinguir entre las *directrices* y las *directrices marco* por la notable diferencia entre los efectos jurídicos desplegados por unas y otras. Mientras que las directrices dictadas por la Comisión Europea -como sucede en el ámbito del balance eléctrico- son aprobadas por un reglamento comunitario y, por consiguiente, son obligatorias en todos sus términos y directamente aplicables en cada Estado miembro<sup>253</sup>; las directrices marco son elaboradas por la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER) y, aunque no tienen carácter vinculante, orientan la adopción de los códigos de red<sup>254</sup>.

A modo de recapitulación, nótese que, por la proximidad temporal entre los mercados de balance y el suministro de energía eléctrica, las tecnologías que ofrecen

---

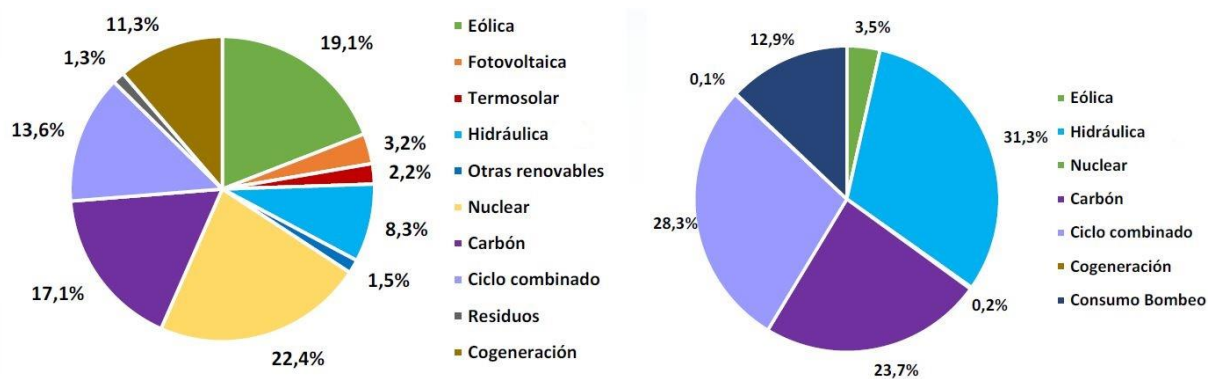
<sup>253</sup> Como recuerda Daniel SARMIENTO “*la plenitud es el rasgo que separa al reglamento de la directiva*”. De este modo, “*mientras que la directiva es sólo obligatoria respecto de los fines, el reglamento vincula tanto en los fines como en los medios*”. Reflexionando finalmente que “*utilizando un símil estatal, el reglamento es el instrumento más afín a la ley o a cualquier otra disposición nacional equivalente con vocación de generalidad. No es casual que en el Proyecto de Tratado Constitucional este tipo de acto, aun conservando la misma definición que le atribuye actualmente el art. 288.2 TFUE, llevara el nombre de ley europea*” SARMIENTO RAMÍREZ-ESCUADERO, D., *El Derecho de la Unión Europea*, Marcial Pons, Madrid, 2016, pp. 239-240.

<sup>254</sup> Nótese que esta distinción no agota la tipología de directrices en el Derecho de la Unión Europea. Sin perjuicio de los casos de *soft law* atípico (es decir, aquellas directrices dictadas en ámbitos que no sean los expresamente previstos en los Tratados), son relevantes las directrices que el Consejo pueda dirigir a la Comisión, en materia de negociación de un acuerdo internacional, *ex* artículo 218 TFUE.

mayor flexibilidad son las que presentan un diseño más apropiado para participar en este tipo de mercados. Por ello, la agregación de recursos energéticos distribuidos puede ser fundamental, por su alta capacidad de gestión, para la prestación de servicios de balance durante las próximas décadas en un escenario de bajas emisiones; pues, en el 2017, mientras que la hidráulica (generación con bombeo incluida) cubrió el 31,3 % de los servicios de balance y la eólica el 3,5 %, más de la mitad se prestaron fueron prestados con fuentes de energía fósiles (en concreto, los ciclos combinados de gas natural representaron el 28,3 % y el carbón el 23,7 %).

**FIGURA 2.10**

**Participación por tecnologías en la demanda total y en los servicios de balance  
(2017)**



Fuente: Red Eléctrica de España (REE)

Asimismo, la ordenación jurídica de la participación en los servicios de balance transfronterizos se establece a nivel comunitario mediante la Directriz sobre el balance eléctrico (en inglés *EB GL*) con el fin de armonizar estos servicios en los distintos Estados miembros y facilitar su gestión mediante una plataforma europea. Así pues, a través de la agregación de la demanda y las interconexiones entre sistemas eléctricos, se tratará de optimizar el uso de los recursos energéticos distribuidos (autoconsumo, almacenamiento, recarga de vehículo eléctrico, etc.).

En definitiva, ante un escenario de alta penetración de energías renovables y elevada intermitencia en la generación, será fundamental que la demanda participe en el mercado organizado aportando cierta flexibilidad a fin de lograr un sistema eléctrico más fiable, sostenible y eficiente.

## CAPÍTULO IV. REGULACIÓN DE LOS PRINCIPALES RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS: SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO Y VEHÍCULO ELÉCTRICO

### 1. El almacenamiento de energía eléctrica

#### A) Concepto

Como explicamos al comienzo del presente estudio, el funcionamiento del sector eléctrico ha estado presidido desde su origen por la necesidad de equilibrio instantáneo entre oferta y demanda. Este axioma ha sido una barrera tecnológica que, constantemente, se ha intentado superar. La única opción viable hasta la fecha consistía, al tratarse de una energía derivada, en almacenar la fuente primaria para convertirla posteriormente en electricidad.

Actualmente, sin embargo, asistimos a la irrupción de la que probablemente sea la innovación con mayor capacidad disruptiva del sector eléctrico: el almacenamiento de electricidad. Siguiendo a Ángel ARCOS VARGAS, la utilización de una tecnología *“que permita aplanar la curva de demanda eléctrica de forma competitiva, nos llevaría a replantearnos completamente el sector eléctrico, ya que perderían importancia los conceptos de punta y valle, restando volatilidad a los precios; y se modificarían los criterios de desarrollo de la generación, permitiendo una mayor penetración de fuentes renovables, con la consecuente descarbonización del sistema y disminución de la dependencia energética de terceros países, así como en el aumento de la generación distribuida, disminuyendo las necesidades de red”*<sup>255</sup>.

Un cambio de paradigma que puede comprenderse perfectamente con este relato de José BOGAS GÁLVEZ:

*“La humanidad, desde sus etapas más tempranas, siempre ha tratado de almacenar sus recursos (grano, agua, madera...) para poder sobrevivir en los periodos de escasez. La energía no ha sido ajena a esta necesidad, aunque obviamente el reto de su almacenamiento en forma de electricidad sea notablemente más complejo. En efecto, hasta hace poco, el almacenamiento de energía se hacía a través de sus formas*

---

<sup>255</sup> ARCOS VARGAS, Á., “Introducción”, en VV.AA., *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro*, Real Academia de Ingeniería, Madrid, 2017, p. 20.

*primarias: carbón, agua, fuel, etc. Es decir, almacenábamos las materias primas que permitían producir, mediante su transformación, la energía eléctrica en el momento en el que necesitábamos. Sin embargo, en la actualidad, la incorporación de nuevas tecnologías de generación basadas en fuentes renovables intermitentes, como el viento o la radiación solar (con un peso muy relevante en el mix de generación eléctrica), está obligando a modificar el enfoque. Se hace necesario gestionar fuentes intermitentes de generación para un mercado que, además, demanda cada vez una mayor calidad del suministro. Por ello, el almacenamiento de energía final, y no de las fuentes de energía primaria (es decir, de las materias primas), adquiere una nueva dimensión que cada día será más importante para los sistemas eléctricos. En definitiva, el gran cambio no viene tanto de que haya una mayor necesidad de almacenar energía en sí misma, sino de la forma en la que necesitamos almacenarla”*<sup>256</sup>

El almacenamiento de electricidad no ha sido regulado, por motivo de su reciente irrupción, hasta la aprobación del Cuarto Paquete comunitario en materia de energía; denominado, oficialmente, “*Energía limpia para todos los europeos*”.

En concreto, puede encontrarse la primera definición legal de *almacenamiento de energía* en el artículo 2.59 de la Directiva 2019/944/UE, según el cual debe entenderse: “*en el sistema eléctrico, diferir el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada, o la conversión de energía eléctrica en una forma de energía que se pueda almacenar, el almacenamiento de esa energía y la subsiguiente reconversión de dicha energía en energía eléctrica o su uso como otro vector energético*”<sup>257</sup>.

Esta definición pudiera parecer que confronta con la reflexión de José BOGAS en la que concluía con acierto que el gran cambio viene dado, no por la necesidad de almacenar, sino por la forma en la que a partir de ahora se necesitará almacenar la energía. Lo que sucede, en realidad, es que la definición recogida por la Directiva hace referencia implícita a la existencia de diferentes sistemas de almacenamiento.

---

<sup>256</sup> BOGAS GÁLVEZ, J., “Almacenamiento energético: un futuro que comienza a ser una realidad”, en VV.AA., *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro*, Real Academia de Ingeniería, Madrid, 2017, p. 13.

<sup>257</sup> Esta definición trae causa del Documento de trabajo de la Dirección General de Energía de la Comisión Europea, titulado “*Energy Storage – Proposed policy principles and definition*”, de junio de 2016.

## B) Sistemas de almacenamiento

Hay algunas formas de almacenar energía que, pudiendo llegar a ser importantes en un escenario de elevada producción con fuentes renovables, se encuentran actualmente en fase experimental. Destacan, entre ellas, el almacenamiento térmico y las pilas de combustible almacenadoras de hidrógeno; mientras que el primero es adecuado para rendimientos energéticos a gran escala<sup>258</sup>, el segundo se estima que puede tener un gran impacto, principalmente, en la fabricación de automóviles<sup>259</sup>.

---

<sup>258</sup> “La instalación de almacenamiento térmico de energía eléctrica desarrollada por Siemens Gamesa en Hamburgo (Alemania) ya está en funcionamiento. Con este innovador sistema de almacenamiento, el primero del mundo de este tipo, la compañía da respuesta a uno de los principales retos de la transición energética: cómo almacenar grandes cantidades de energía de manera competitiva y, por tanto, desvincular generación de electricidad y consumo. La instalación cuenta con unas mil toneladas de piedra volcánica que almacenan la energía. Se alimenta de energía eléctrica convertida en aire caliente a través de un calentador por resistencia y un insuflador de aire, que calienta las rocas hasta alcanzar los 750°C. Durante los picos de demanda, emplea una turbina de vapor para la re-electrificación de la energía almacenada. De esta manera, la planta piloto puede almacenar hasta 130 MW/h de energía térmica durante una semana. Además, la capacidad de almacenamiento del sistema se mantiene constante durante los ciclos de carga. Este proyecto piloto quiere demostrar cómo se integra este sistema en la red de manera regular y probar el almacenamiento térmico a gran escala. En un próximo paso, Siemens Gamesa planea utilizar la tecnología de almacenamiento en proyectos comerciales y escalar la capacidad de almacenamiento y su potencia. El objetivo es almacenar energía en el rango de varios gigawatios hora (GWh) en el futuro próximo. Un gigawatio hora es el equivalente al consumo diario de electricidad de unos 50.000 hogares.” Cfr. “La primera instalación de almacenamiento térmico de energía eléctrica con piedras volcánicas entra en funcionamiento”, 13 de junio de 2019, *Energética XXI*. Recuperado de: <http://energetica21.com/noticia/la-primera-instalacion-de-almacenamiento-termico-de-energia-electrica-con-piedras-volcanicas-entra-en-funcionamiento>

<sup>259</sup> Vid. el interesante y pormenorizado ensayo de RIFKIN, J., *La economía del hidrógeno*, Paidós, Barcelona, 2002. Destaca, en particular, la reflexión que hace el autor sobre las formas de obtención del hidrógeno en las pp. 279-282: “El hidrógeno se halla prácticamente en todas partes, pero raramente aparece en la naturaleza en estado libre. Se encuentra siempre combinado en el agua, los combustibles fósiles y los seres vivos; debiendo ser extraído antes de que reciba algún uso energético. Existen varias formas de producir hidrógeno. En la actualidad, casi la mitad del hidrógeno que se produce en el mundo proviene del gas natural a través de un proceso de reformación con vapor. Aunque ha demostrado ser el método más barato de producir hidrógeno con fines comerciales, se basa en un hidrocarburo y emite CO<sub>2</sub> en el proceso de conversión. La electrólisis no está demasiado extendida -sólo el 4 % del hidrógeno que se produce a nivel mundial procede de la electrólisis del agua- porque los costes de la electricidad empleada en el proceso hacen que no resulte competitiva. El coste de la electricidad puede llegar a ser tres o cuatro veces superior al de los materiales empleados para la obtención del hidrógeno a partir de gas natural. Sin embargo, el propio proceso de electrólisis no es caro o ineficiente, lo que realmente encarece el proceso es el coste de generar electricidad con fuentes fósiles en grandes plantas centralizadas”. Además, aunque la electrólisis es una técnica que se viene utilizando desde más de cien años, su empleo con energías renovables debe superar una serie de barreras tecnológicas; siendo que los electrolizadores actuales están diseñados para trabajar en regímenes de potencia continuos orientados a la producción de hidrógeno con fines químicos (por ejemplo, para la obtención de amoníaco).



Las tecnologías de almacenamiento que, por el contrario, se estima que tendrán una presencia muy relevante en el sistema eléctrico a corto-medio plazo son la hidráulica y la electroquímica<sup>260</sup>.

El almacenamiento hidráulico se realiza mediante centrales reversibles o de bombeo. Este tipo de instalaciones sirven para almacenar energía primaria bombeando agua a un embalse o depósito superior<sup>261</sup>. En un sistema hidráulico de bombeo el proceso de transformación de energía es inverso al empleado por una central de agua fluyente: la energía eléctrica de la red es consumida por un generador-motor que la transforma en energía mecánica de rotación. Esta energía mecánica se usa para mover una turbina-bomba cuyo rodete eleva el agua a un embalse superior, transformando así la energía mecánica en energía potencial. Este tipo de centrales se llaman reversibles porque el circuito hidráulico es el mismo, circulando el agua en un sentido u otro según las necesidades de funcionamiento. Cabe advertir, por último, que la maniobra más delicada en estas instalaciones es el arranque del bombeo. En grupos de grandes dimensiones, el arranque directo desde la red puede provocar periodos transitorios con intensidades muy altas y caídas en la tensión de la red; lo cual podría poner en peligro la seguridad del suministro. Para evitar este riesgo, se utiliza un elemento auxiliar que permite llevar al grupo hidráulico a su velocidad de giro antes de conectarlo a la red<sup>262</sup>.

En la Unión Europea, la tecnología hidráulica por bombeo es el sistema de almacenamiento de electricidad más común, ya que supone el 88 % de la capacidad de almacenamiento instalada. Este tipo de instalaciones se conciben para el almacenamiento a gran escala; siendo que su capacidad de almacenamiento puede oscilar desde los

---

<sup>260</sup> Buena muestra de ello es que la Comisión de Expertos para la Transición Energética, en todos los escenarios para 2030 que recoge su informe final, contempla un determinado consumo anual de electricidad expresado en GW/h cubierto por almacenamiento, el cual se subdivide únicamente en bombeo y baterías. *Cfr.* Informe final elaborado por la Comisión de Expertos sobre escenarios de Transición Energética... *op. cit.*, Capítulo 1.B “Escenarios eléctricos y anexos”.

<sup>261</sup> Las centrales que no tienen aportaciones de agua significativas en el embalse superior se llaman centrales de bombeo puro. En otro caso, se denominan centrales mixtas de bombeo.

<sup>262</sup> *Cfr.* PALACIOS SAIZ, J.: “Central hidroeléctrica y de bombeo”, en AGÚNDEZ, M.Á. y MARTÍNEZ-SIMANCAS, J. (directores), *Energía eléctrica. Manual básico para juristas*, Wolters Kluwer (La Ley), Madrid, 2014, p. 197.

100 MW hasta los 3.000 MW<sup>263</sup>. En Europa, la capacidad media de una central es, aproximadamente, de 300 MW<sup>264</sup>.

El almacenamiento electroquímico, por su parte, tiene lugar por medio de baterías. Las hay de diversos tipos (plomo-ácido, alcalinas, sales fundidas e ion-litio)<sup>265</sup>, no siendo igual de avanzado el desarrollo tecnológico de todos ellos. Mientras que las baterías de plomo-ácido son las que presentan una mayor madurez, las de ion-litio se consideran las baterías con mayor margen de desarrollo y las llamadas a impulsar, por sus prestaciones técnicas, el sector de la movilidad eléctrica<sup>266</sup>.

Según informa el Tribunal de Cuentas Europeo, *“en 2018 la Unión Europea tenía aproximadamente el 3 % de la capacidad mundial de fabricación de células de batería”*. Dato que contrasta con los siguientes: *“la región de Asia cuenta con el 84 % de la capacidad mundial y América del Norte con el 12 %”*<sup>267</sup>. Capacidad europea que, para el año 2022, podría alcanzar el 8 %; crecimiento que vendría motivado por el probable incremento en la comercialización del vehículo eléctrico<sup>268</sup>. Para lograrlo, atendiendo a las estimaciones realizadas por la Comisión Europea, se necesitarían al menos ocho gigafactorías de fabricación de baterías eléctricas en Europa para el desarrollo del vehículo eléctrico; siendo palmario que, pese al importante esfuerzo, seguiríamos muy lejos del nivel productivo de la industria asiática y, en particular, de la china<sup>269</sup>.

Por lo expuesto, se considera que la capacidad actual de fabricación de células de batería de la Unión Europea es reducida en comparación con el resto de los continentes,

---

<sup>263</sup> La central de bombeo ubicada en Bath County-Virginia (Estados Unidos), con una capacidad de generación de 3.003 MW, es la más grande del mundo. Por su parte, la central Cortes-La Muela localizada en el término municipal de Cortes de Pallás (Valencia), con una capacidad de 1.772 MW, es la más grande de España y segunda de Europa.

<sup>264</sup> Cfr. Documento informativo del Tribunal de Cuentas Europeo, titulado “El apoyo de la UE al almacenamiento de energía”, de abril de 2019, p. 11.

<sup>265</sup> Ésta es la clasificación que se viene haciendo tradicionalmente de los diferentes tipos de baterías. No obstante, existen otros que se encuentran actualmente en fase de investigación y desarrollo, como pueden ser las baterías de: azufre, grafeno, sodio, metal aire o, incluso, tecnología híbrida de celdas y supercondensadores.

<sup>266</sup> Cfr. SUDRIÀ ANDREU, A., “Tecnologías de almacenamiento de energía”, en VV.AA., *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro*, Real Academia de Ingeniería, Madrid, 2017, pp. 24 y ss.

<sup>267</sup> Documento informativo del Tribunal de Cuentas Europeo, titulado “El apoyo... *op. cit.*”, p. 17.

<sup>268</sup> Documento informativo de la Comisión Europea, titulado *“Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications. Scenarios for costs and market growth”*, 2018, p. 24.

<sup>269</sup> Informe del I Observatorio de la Movilidad Sostenible de España titulado “Movilidad en transición: disrupción e impacto”, en 2019, con la colaboración de *Grant Thornton, Mobility City* y la Fundación IberCaja, p. 30.

razón por la cual la Comisión Europea anunció en octubre de 2017 la *Alianza Europea de Baterías*. En virtud de lo recogido por el citado informe: “*La Alianza tiene como fin crear una cadena de valor de fabricación de baterías competitiva y sostenible en Europa. Comprende los esfuerzos de la Comisión por reunir a los socios de la industria de la UE, a los socios en materia de investigación e innovación y a los Estados miembros para convertir a Europa en un líder mundial en fabricación y uso sostenible de baterías*”<sup>270</sup>.

Los esfuerzos de la Comisión Europea en este ámbito continúan. Una vez puesta en marcha la Alianza, publicó el 17 de mayo del 2018 el *Plan de Acción Estratégico para las Baterías*. La Comunicación contiene una significativa declaración de intenciones por parte de la Unión Europea al respecto: “*el desarrollo y la fabricación de baterías representan un imperativo estratégico para Europa en el contexto de la transición hacia la energía limpia y constituyen un componente clave de la competitividad de su sector automovilístico*”. Continúa afirmando que “*con este Plan de Acción Estratégico, la Comisión pretende situar firmemente a Europa en el camino hacia el liderazgo en una industria clave para el futuro*” y finaliza poniendo en valor que “*la Comisión promueve la adopción de un enfoque europeo transfronterizo e integrado que abarca la totalidad de la cadena de valor del ecosistema de las baterías, y se centra en la sostenibilidad, comenzando por la extracción y la transformación de las materias primas, la fase de diseño y fabricación de las células y conjuntos de baterías y su utilización, reutilización, reciclaje y eliminación en el contexto de una economía circular*”<sup>271</sup>.

El almacenamiento de electricidad, en suma, está llamado a ser un elemento clave del futuro sistema eléctrico descarbonizado, entre otros motivos<sup>272</sup>, por la *flexibilidad* y

---

<sup>270</sup> Documento informativo del Tribunal de Cuentas Europeo, titulado “El apoyo... *op. cit.*, p. 17.

<sup>271</sup> Anexo II a la Comunicación de la Comisión Europea, de 17 de mayo de 2018, al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, titulada “Europa en movimiento. Una movilidad sostenible para Europa: segura, conectada y limpia”, COM (2018) 293 final ANNEX 2.

<sup>272</sup> La Comisión de Expertos para la Transición Energética, a la luz del *soft law* comunitario, identifica tres servicios clave para el nuevo modelo energético que pueden ser prestados por el almacenamiento, a saber: a) facilitar la integración de energías renovables en el sistema y la reducción de vertidos; b) participar en los servicios de ajuste del sistema; c) ofrecer una alternativa tecnológica al desarrollo de la red. *Cfr.* Informe final elaborado por la Comisión de Expertos sobre escenarios de Transición Energética... *op. cit.*, p. 367.

el *respaldo* que es capaz de aportar<sup>273</sup>; prestaciones esenciales en un futuro *mix* energético presidido por fuentes de energía renovables de carácter intermitente y no gestionable<sup>274</sup>.

El almacenamiento puede ser un elemento clave en varios contextos: cuando se necesite cubrir horas en las que el sol no brille y el viento no sople<sup>275</sup>; cuando el sol haya brillado durante el día, situación en la que se utilizaría para consumir electricidad procedente de energía solar en horario nocturno a un precio inferior que el fijado por el *pool*<sup>276</sup>; y, a medio plazo, en un probable escenario de elevado despliegue fotovoltaico en el que la compensación de los excedentes tienda a 0 €/kWh.

Nótese, no obstante, que el almacenamiento electroquímico a gran escala es una tecnología que aún se encuentra lejos de alcanzar su madurez. De hecho, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 reconoce que la penetración de las baterías en el sistema será escalonada<sup>277</sup>. Por esta razón, si el cierre de las centrales nucleares y de

---

<sup>273</sup> VAN LEEUWEN, M. y ROGGENKAMP, M., “Regulating Electricity Storage in the European Union”, en ZILLMAN, D. et al., *Innovation in Energy Law and Technology. Dynamic solutions for energy transitions*, Oxford University Press, Oxford, 2018, p. 158: “El futuro sistema eléctrico necesita más flexibilidad. La flexibilidad puede ser definida como la capacidad del sistema para gestionar el balance entre oferta y demanda a corto plazo. (...) Un elemento que puede incrementar en gran medida la flexibilidad y la seguridad del sistema eléctrico es el almacenamiento. El almacenamiento de energía eléctrica es una tecnología que mejora la gestión del balance en un escenario renovable, lo cual hace que se considere esencial para el éxito de la transición energética”.

<sup>274</sup> Es en este escenario donde el hidrógeno, además de resultar interesante en el ámbito de la movilidad, podría encontrar a medio-largo plazo su otro uso principal: la generación de energía eléctrica. Es decir, el proceso consistiría en que los excedentes de electricidad producida con energías renovables fueran convertidos en hidrógeno y que éste posteriormente, según interesase, se introdujera en la red de gas natural o reconvirtiera en electricidad. Vid. FLEMING, R. y FERSHEE, J. P., “The Hydrogen Economy in the United States and the European Union”, en ZILLMAN, D. et al., *Innovation in Energy Law and Technology. Dynamic solutions for energy transitions*, Oxford University Press, Oxford, 2018, p. 139.

<sup>275</sup> Vid. VÁZQUEZ COBOS, C. et al., “Energy storage: a clear key technology priority in the energy system”, en LÓPEZ-IBOR MAYOR, V., *Clean energy. Law and regulation. Climate Change, Energy Union and International Governance*, Wildy, Simmonds & Hill Publishing, Londres, 2017, p. 207.

<sup>276</sup> Cfr. “Nevada utility announces three major solar projects with battery storage”, 25 de junio de 2019, *Reuters*. En esta línea, se ha anunciado el desarrollo de tres proyectos, en el Estado de Nevada (Estados Unidos), que combinan tecnología solar fotovoltaica (3000 MW) con almacenamiento mediante baterías (150 MW). Según informan las empresas promotoras, las baterías tendrán una autonomía de 4 horas, ofreciendo durante ese tiempo un coste menor que el derivado de generar energía eléctrica con gas natural o carbón. Recuperado de:

<https://www.reuters.com/article/us-usa-nevada-solar/nevada-utility-announces-three-major-solar-projects-with-battery-storage-idUSKCNITQ2H5>

<sup>277</sup> Borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, febrero de 2019, p. 68: “En lo que respecta a almacenamiento cabe destacar el alza de las tecnologías de bombeo hidráulico, con una potencia adicional de 3,5 GW. Esta potencia, que aporta una mayor capacidad de gestión a la generación, se ve complementada con una penetración escalonada de baterías en el sistema, cuyo objetivo ha de ser la reducción de los vertidos y la maximización de la capacidad de producción de las tecnologías renovables no gestionables. Dichas baterías supondrán una potencia equivalente aproximada de 2,5 GW en 2030, con un mínimo de dos horas de almacenamiento a carga máxima”.

carbón se produce en los plazos establecidos<sup>278</sup>, el almacenamiento hidráulico debería combinarse con una capacidad de ajuste que sólo puede proporcionar un mayor uso de los ciclos combinados; es decir, un aumento en el consumo de gas natural.

Así pues, el cumplimiento de esta planificación nos llevaría a un escenario de mayor generación renovable que el actual, pero equivalente en emisiones de CO<sub>2</sub>. Este conjunto de circunstancias nos hace pensar que, si se quiere configurar un *mix* energético coherente con el proceso de descarbonización, probablemente convendría retrasar el cierre nuclear haciéndolo coincidir, en la medida de lo posible, con el momento en que las baterías puedan almacenar en GW/h. Siempre, claro está, que el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) asegurase el funcionamiento de las centrales en óptimas condiciones de fiabilidad. Ahora bien, como el *trilema de la regulación energética* dificulta siempre que la ecuación sea perfecta, si se prolongara la vida útil de algunas centrales habría que dar solución a una problemática añadida: la gestión de los residuos nucleares. Cuestión de elevado interés que, como puede fácilmente deducirse, excede el objeto del presente estudio<sup>279</sup>.

### **C) Aspectos regulatorios vinculados al autoconsumo**

Una vez estudiada en el anterior capítulo la problemática regulatoria relativa a la integración de los sistemas de almacenamiento en las redes eléctricas y su gestión, ahora nos centraremos en la regulación de las baterías en el ámbito del suministro eléctrico con autoconsumo.

La revolución tecnológica está logrando que los avances, especialmente en el sector eléctrico, sean totalmente rupturistas. Estas innovaciones, sin embargo, suelen presentar elevados costes durante su fase de despliegue, circunstancia que aconseja una integración gradual en el correspondiente mercado.

---

<sup>278</sup> *Ibidem*, p. 171: “Durante el periodo contemplado 2021-2030 se producirá un descenso de la potencia instalada de las centrales nucleares superior a los 4 GW (potencia que se corresponde con cuatro reactores de los siete que se encuentran actualmente en funcionamiento). Este descenso se enmarca dentro del Plan de cierre ordenado, escalonado y flexible de los reactores nucleares existentes, que prevé la finalización de los otros tres reactores en el periodo comprendido entre 2031 y 2035”.

<sup>279</sup> Vid. para profundizar sobre la cuestión el riguroso estudio realizado por DE LA CRUZ FERRER, J., “El tratamiento jurídico de los residuos radiactivos”, en CAZORLA PRIETO, L. M., *et al.* (directores), *Tratado de Regulación del Sector Eléctrico. Aspectos jurídicos, Tomo I*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2009, pp. 781-800.

Esto es lo que sucede en materia de almacenamiento, donde la comercialización de las baterías encuentra su mayor obstáculo en el coste; hoy en día las baterías de ion-litio son más caras que las tradicionales de plomo-ácido, pero los costes se están reduciendo rápidamente<sup>280</sup>. En concreto, siguiendo a la Comisión de Expertos sobre escenarios de Transición Energética<sup>281</sup>, los costes de las baterías de ion-litio se han reducido desde los 1.000 \$/kWh en 2007 hasta los 410 \$/kWh en 2014; es decir, aproximadamente un 14 % anual y siguen progresando en esa dirección. De hecho, líderes en este mercado como Tesla y Nissan ya están en torno a los 300 \$/kWh.

Por ello, en la actualidad, el número de autoconsumidores que utilizan baterías vinculadas a su instalación solar fotovoltaica, con la finalidad de acumular el excedente de energía generado durante el día y consumirlo en un momento de menor intensidad lumínica, está experimentando un crecimiento considerable. Las cifras publicadas reflejan que en 2018 había 1,6 millones de viviendas que utilizaban instalaciones solares fotovoltaicas en Alemania, de las cuales 100.000 usaban complementariamente baterías para el aprovechamiento de los excedentes. Según Carsten KÖRNIG, director general de la Asociación Alemana de la Industria Solar (BSW), la previsión es que en el 2020 alcancen las 200.000 baterías, lo que demuestra un aumento exponencial en la venta de baterías en la medida en que esta innovación se acerca a su madurez tecnológica y su coste se reduce<sup>282</sup>.

Las baterías, por consiguiente, han comenzado a ser objeto de regulación. Sin embargo, el sentido de su ordenación jurídica en el ámbito del autoconsumo ha variado notablemente en función de cuál fuera el régimen jurídico en vigor.

El Real Decreto 900/2015, ya derogado<sup>283</sup>, permitía el almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías por parte del consumidor. Esta opción, sin embargo, venía

---

<sup>280</sup> Documento informativo del Tribunal de Cuentas Europeo, titulado “El apoyo... *op. cit.*, p. 43.

<sup>281</sup> Estos datos, ofrecidos por la Comisión de Expertos en su Informe final ... *op. cit.*, p. 116, se basan en el estudio realizado por NYKVIST, B. y NILSON, M., “*Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles*”, *Nature Climate Change*, núm. 5 (2015).

<sup>282</sup> Cfr. “Alemania alcanza el hito de los 100.000 hogares con sistema de almacenamiento de energía solar”, 29 de agosto de 2018, *El Periódico de la Energía*. Recuperado de: <https://elperiodicodelaenergia.com/alemania-alcanza-el-hito-de-los-100-000-hogares-con-sistema-de-almacenamiento-de-energia-solar/>

<sup>283</sup> El Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, se encuentra derogado con efectos de 7 de abril de 2019, salvo los apartados 1 al 4 y 7 de la disposición adicional 1 y las disposiciones adicionales 2, 5 y 6 y la disposición transitoria 7, por la disposición derogatoria única del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril.

acompañada de una medida de fomento administrativo negativo: la imposibilidad de que fueran consideradas sistemas de ahorro y eficiencia energética<sup>284</sup>.

Se trataba, no obstante, de un fomento negativo en materia de almacenamiento que, gracias a la labor informadora de la CNMC, quedó atenuado si se compara la versión definitiva del Real Decreto 900/2015 con el proyecto que el entonces Ministerio de Industria, Energía y Turismo envió previamente al citado organismo regulador. De hecho, como señala José AMÉRIGO ALONSO, *“la evolución del texto reglamentario hizo posible un cambio relevante en el tratamiento de los elementos de acumulación”*<sup>285</sup>.

Así pues, la otra medida prevista en el proyecto, con la finalidad de desincentivar que las instalaciones de autoconsumo eléctrico contaran con elementos de acumulación que las dotaran de carácter gestionable, consistía en la aplicación de unos determinados cargos<sup>286</sup>. En concreto, tanto el artículo 20.2.a) como la disposición transitoria tercera 3.a) establecían la aplicación del denominado *cargo asociado a los costes del sistema eléctrico* según tuviera o no carácter gestionable la instalación de autoconsumo<sup>287</sup>.

En palabras de la CNMC, ese tratamiento jurídico del almacenamiento de energía eléctrica con baterías en instalaciones de autoconsumo habría resultado *“ineficiente”*, pues es fácil comprender que *“la gestionabilidad de la producción de energía eléctrica en autoconsumo refuerza los beneficios de la generación distribuida para el sistema”*. Añade, a este respecto, una interesante reflexión: *“en efecto, si a una instalación de generación no gestionable (por ejemplo, eólica o solar fotovoltaica) se le asocia una*

---

<sup>284</sup> Cfr. Disposición adicional segunda, apartado 1.b) del Real Decreto 900/2015: *“Que presenten un proyecto de las medidas de ahorro y eficiencia a adoptar indicando la incidencia en su consumo de energía eléctrica. No serán considerados sistemas de ahorro y eficiencia energética, a efectos de la presente disposición, aquellos que incluyan la instalación de un generador o una batería o sistema de almacenamiento de energía eléctrica”*.

<sup>285</sup> AMÉRIGO ALONSO, J., *La reforma del sector eléctrico a la luz de los dictámenes del Consejo de Estado*, Ed. Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, Madrid, 2017, p. 295.

<sup>286</sup> Sobre esta cuestión se profundiza en el apartado 3.B.b.c') del Capítulo VIII del presente estudio.

<sup>287</sup> El artículo 20 del proyecto, relativo a los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico, establecía en su apartado 2.a) lo siguiente: *“La aplicación de cargos fijos se realizará sobre la siguiente potencia: i) En el caso de que la instalación de generación sea de tecnología solar fotovoltaica o eólica, ambas sin elementos de acumulación, la potencia será la contratada en el punto frontera, al igual que para la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución; ii) En el caso de otras tecnologías diferentes a las citadas en el párrafo i anterior, la potencia será la que resulte de sumar la potencia contratada en punto frontera a efectos del peaje de acceso y la potencia instalada de la instalación de generación conectada a la red interior del suministro”*. Esta cuestión, recogida finalmente en el artículo 17.2.a) del Real Decreto 900/2015, quedó regulada del siguiendo modo: *“La aplicación de cargos fijos se realizará sobre la potencia de aplicación de cargos”*.

batería, es posible desplazar parte de la producción obtenida en horas en las que existiera energía eléctrica excedentaria hacia horas en las que haya consumo, pero no producción. De esta manera se reducen aún más las pérdidas en la red y se incrementa la gestionabilidad del conjunto del sistema, con lo que, en última instancia, se reducen los costes del sistema”. Concluyendo con acierto que “estos beneficios no son gratuitos, pues las instalaciones de generación con almacenamiento suponen una sobreinversión significativa respecto a las que carecen de él, pero debe tenerse presente que dicho sobrecoste es soportado en su totalidad por el propio autoconsumidor”. Dicho lo cual, afirma que el autoconsumidor que emplease un sistema de almacenamiento “soportaría una penalización innecesaria”; para criticar a continuación que la redacción del proyecto en este aspecto “no obedece a razones técnicas, ni guarda relación con la inducción de costes del sistema”. Finalmente, la CNMC reconoce que “cabe llegar a la conclusión de que la aplicación de los cargos por potencia no persigue sino mantener invariable la estructura actual de los ingresos del sistema, con independencia de que los consumidores acogidos a alguna de las modalidades de autoconsumo sean capaces de, gracias a una inversión adicional en baterías, reducir parcialmente su potencia contratada”<sup>288</sup>.

Este razonamiento, expresado con franqueza y determinación por la CNMC, sirvió para evitar que, durante casi un lustro, el tratamiento jurídico del autoconsumo eléctrico con sistemas de almacenamiento fuera aún más lesivo para el consumidor que decidiera apostar por esta opción.

El Derecho de la Unión Europea, por el contrario, aboga decididamente por el fomento positivo del almacenamiento. En este sentido, la Directiva 2018/2001/UE sobre el uso de energías renovables<sup>289</sup>, elemento fundamental del Cuarto Paquete legislativo, manifiesta en su considerando (60) que “es necesario apoyar la integración, en la red de transporte y distribución, de la energía procedente de fuentes renovables y el uso de sistemas de almacenamiento de energía”, añadiendo en el (65) que “es conveniente permitir la introducción de tecnologías descentralizadas de producción de energía

---

<sup>288</sup> Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre “El Proyecto de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y producción con autoconsumo”, de 8 de julio de 2015, con núm. de expediente IPN/DE/011/15, pp. 16-18.

<sup>289</sup> Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.



*renovable, así como el almacenamiento*". Asimismo, su artículo 15.1 dispone que *"en particular, los Estados miembros adoptarán las medidas adecuadas para garantizar (...) que se instauren procedimientos de autorización simplificados y menos onerosos para la producción y el almacenamiento de energía procedente de fuentes renovables"*.

Cabe destacar que la Directiva 2018/2001/UE no se limita a contemplar el fomento del almacenamiento como parte de una mera declaración de intenciones. Nada más lejos, puesto que reconoce en su artículo 21.2.b) el derecho subjetivo a *"instalar y utilizar sistemas de almacenamiento de electricidad combinados con instalaciones que generen electricidad renovable para el autoconsumo sin estar sujetos a ningún tipo de doble carga"*. Esta es, en consonancia con el marco regulatorio europeo, la línea que sigue el Borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 elaborado por el Gobierno de España al expresar que *"uno de los pilares de la transición energética es el despliegue masivo de generadores (con y sin almacenamiento) descentralizados que interactúan con el sistema eléctrico y el mercado"*<sup>290</sup>, en clara referencia al suministro de energía eléctrica con autoconsumo.

El vigente Real Decreto 244/2019, siguiendo la senda marcada por la regulación europea, dispone en su artículo 5.7 que *"podrán instalarse elementos de almacenamiento en las instalaciones de autoconsumo reguladas en este real decreto, cuando dispongan de las protecciones establecidas en la normativa de seguridad y calidad industrial que les sea de aplicación"*. Al tratarse del único precepto que se pronuncia en materia de almacenamiento (sin perjuicio de las especificaciones técnicas recogidas en la disposición transitoria quinta y anexo I), debe entenderse que el uso de las baterías asociadas a instalaciones de autoconsumo queda libre de cualquier carga jurídica o económica; siendo su empleo especialmente apropiado en la modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes.

En este sentido, como dijera José AMÉRIGO, *"a la viabilidad jurídica de la instalación de elementos de acumulación, se suman los beneficios económicos que la misma puede conllevar en atención a la estructuración de los costes asumidos por el consumidor acogido a autoconsumo. Y ello por cuanto, una vez permitida, la instalación*

---

<sup>290</sup> Borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, febrero de 2019, p. 60.

*de una batería hace factible rebajar la energía y potencia adquiridas de la red, sobre la que se aplican los peajes de acceso, con el consiguiente ahorro en la factura”<sup>291</sup>.*

Estamos, en definitiva, ante un ordenamiento jurídico comunitario (y, en virtud de su transposición, también interno) que reconoce de forma inequívoca el valor estratégico que el almacenamiento tendrá en el nuevo modelo energético.

## **2. El vehículo eléctrico**

### **A) Concepto, origen histórico y clases de vehículo**

El *automóvil eléctrico* es un vehículo impulsado por un motor eléctrico que utiliza la energía eléctrica, almacenada en baterías recargables, para transformarla en energía cinética. Su gran diferencia respecto de los coches con motor de combustión interna radica en que, para lograr la tracción del motor, no necesita quemar combustible. El tipo de batería que normalmente se emplea en la fabricación de vehículos eléctricos, por motivo de sus prestaciones técnicas, es el ion-litio.

El efecto disruptivo que el vehículo eléctrico -y, por extensión, la movilidad eléctrica- está generando se debe principalmente: a) a la no emisión de CO<sub>2</sub> durante su uso al no quemar combustible -aunque ello no implica, como veremos más adelante, que la huella de carbono a lo largo de su vida útil sea nula-; b) a la posibilidad de que se conecte a la red eléctrica -sirviendo su batería como dispositivo de almacenamiento- y, en consecuencia, contribuya de ese modo a la gestión de la demanda (lo que en lengua inglesa se está comenzando a denominar como *Vehicle To Grid -V2G-*).

Sin embargo, aunque resulte sorprendente, el coche eléctrico no es una innovación tecnológica actual; su existencia precede, incluso, a la de los automóviles que funcionan con diésel y gasolina.

Fue en el siglo XIX, durante la década de 1830, cuando el inventor escocés Robert ANDERSON desarrolló el primer vehículo eléctrico puro. Mientras, en Holanda, el profesor Sibrandus STRATINGH construyó vehículos eléctricos a escala reducida. Pese

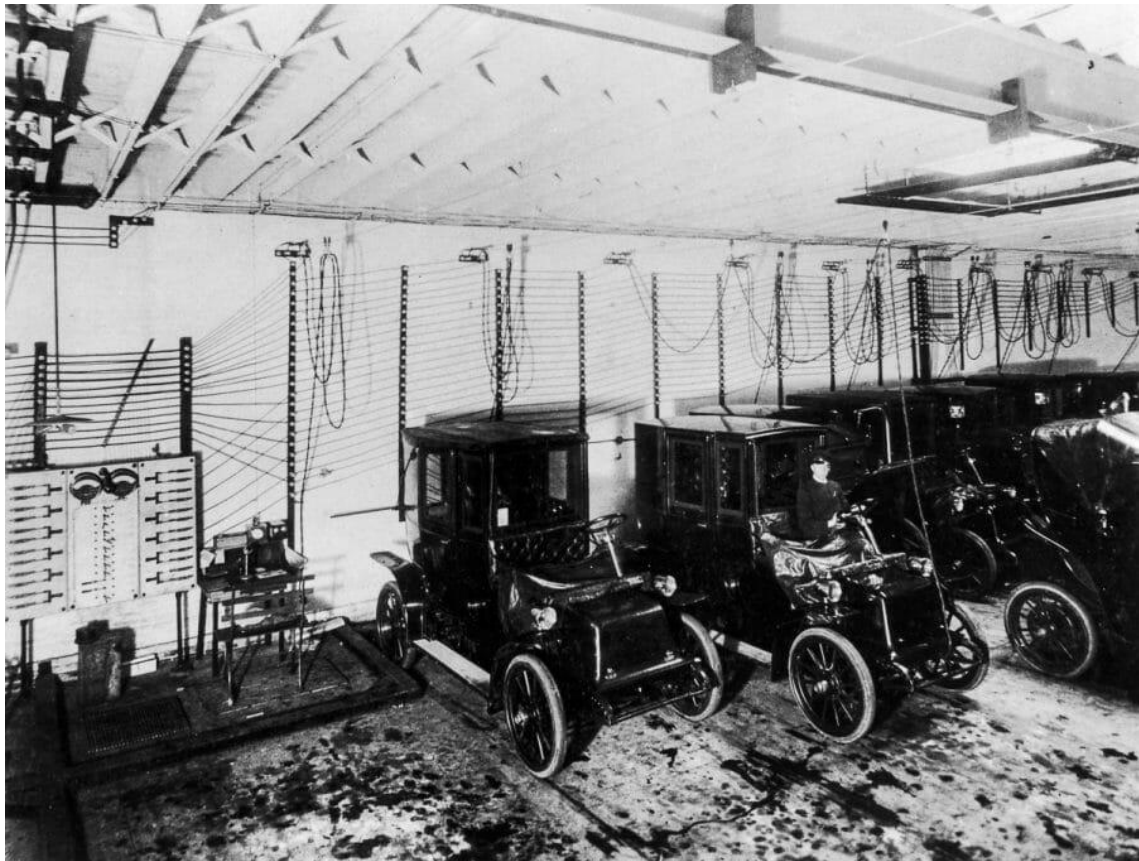
---

<sup>291</sup> AMÉRIGO ALONSO, J., *La reforma del sector eléctrico... op. cit.*, p. 296.

a ello, esta innovación tecnológica no llegaría a Estados Unidos hasta 1890, gracias al químico Williams MORRISON.

**FIGURA 2.11**

**Vehículos eléctricos recargando su batería (1909)**



*Fuente: Museum of Innovation and Science (Schenectady, New York, USA)*

A comienzos del siglo XX, aunque el vehículo predominante era el movido por caballos, los de vapor y gasolina presentaban mayores desventajas que el eléctrico. Mientras que el vehículo de vapor necesitaba un periodo de calentamiento y un consumo de agua excesivos, el de gasolina implicaba un complejo cambio de marchas mediante manivela y resultaba muy perturbador por el ruido que emitía y el humo que expulsaba.

Tanto es así que, durante aquellos años en Nueva York, la flota de taxis llegó a integrar un importante número de vehículos eléctricos. Así lo narra un fascinante artículo publicado, el 9 de mayo de 1915, en *The New York Times*. Llamen la atención algunas de las afirmaciones que en él se recogen, entre las cuales destacamos las siguientes:



No obstante, un cúmulo de circunstancias provocó que, pocos años después, el vehículo eléctrico fuera perdiendo presencia en el mercado como consecuencia del creciente protagonismo adquirido por el vehículo de gasolina. Las causas principales fueron, de un lado, las notables mejoras técnicas introducidas en el segundo por Henry FORD en los modelos comercializados a través de su exitosa *Ford Motor Company* y, de otro lado, el asequible precio de la gasolina por motivo de los abundantes yacimientos de petróleo ubicados en lugares como Texas, Oklahoma o California. Además, únicamente disponían de infraestructura de recarga eléctrica en grandes ciudades, lo que dificultaba su despliegue en zonas rurales. Si a todo ello se añade los intereses generados en torno a la industria petrolera, en aquella época monopolizada por la *Standard Oil Company* de John ROCKEFELLER, puede comprenderse fácilmente por qué el vehículo eléctrico no prosperó...

Desde hace una década, la preocupación generada por el cambio climático y el desarrollo tecnológico de las baterías han conformado un interesante escenario para el renacer del vehículo eléctrico.

Actualmente, las clases de vehículo eléctrico que se están comercializando son, esencialmente, las siguientes:

- a) *Vehículo eléctrico puro*: prescinde del motor de combustión, consumiendo exclusivamente la electricidad almacenada en las baterías recargables.
- b) *Vehículo híbrido enchufable*: cuentan con un motor de combustión (normalmente es gasolina, aunque también puede ser diésel) y con uno o varios eléctricos, además de la respectiva batería. Mientras que en el vehículo híbrido convencional la batería se recarga -principalmente- con la energía que se desprende del frenado y de la deceleración, los híbridos enchufables poseen motores eléctricos más potentes y baterías con mayor capacidad; lo que explica la necesidad de conectarlos a la red eléctrica para recargar la batería.
- c) *Vehículo eléctrico de autonomía extendida*: incluye un motor de combustión de menor potencia, no para transmitir tracción a las ruedas, únicamente para suministrar energía al motor eléctrico cuando la electricidad almacenada en la batería se agote.

El vehículo eléctrico, en suma, se ha presentado como uno de los elementos facilitadores de la transición energética. No sólo puede contribuir de forma importante al proceso de electrificación de la economía, también resulta interesante por las prestaciones que puede ofrecer en relación con la gestión de la demanda eléctrica; si bien, la intermitencia de las energías renovables que permiten el autoconsumo podría ser cubierta, parcialmente, con la electricidad acumulada por las baterías de los automóviles eléctricos conectados a la red.

## **B) Alcance de las baterías y la infraestructura de recarga sobre el despliegue del vehículo eléctrico: un complejo trinomio**

### **a) Un breve apunte sobre el estado de la cuestión desde una perspectiva tecnológica**

Una vez comentadas en el anterior capítulo las nuevas funciones que asumirá el gestor de las redes de distribución, trataremos de abordar a continuación las dificultades que puede encontrarse el despliegue del vehículo eléctrico a causa de las singularidades presentes en las baterías y en las infraestructuras de recarga.

Como punto de partida, resulta ilustrativa la reflexión realizada por Pedro GONZÁLEZ GONZÁLEZ en la que señala las tres principales barreras que, actualmente, limitan el aumento del parque de vehículos eléctricos en nuestro país: un precio elevado, una autonomía escasa y una infraestructura de recarga insuficiente<sup>293</sup>.

En cuanto a las baterías, debe saberse que se trata de un elemento esencial para el funcionamiento de la movilidad eléctrica. Sin embargo, un informe elaborado en 2019 por el I Observatorio de la Movilidad Sostenible de España<sup>294</sup> afirma que, pese a la notable reducción de su precio<sup>295</sup>, aún representa el 25 % del coste total de un automóvil eléctrico. El informe del Observatorio añade que *“el precio de las baterías es un obstáculo y su producción también puede suponer un retroceso en la madurez de la*

---

<sup>293</sup> Cfr. “Algunas ideas para el impulso del vehículo eléctrico. Entrevista a Pedro González, director de regulación de AELEC”, 27 de enero de 2019, *EnergyNews*.

Recuperado de: <https://www.energynews.es/ideas-impulso-vehiculo-electrico/>

<sup>294</sup> Informe del I Observatorio de Movilidad Sostenible... *op. cit*, p. 30

<sup>295</sup> Según recoge el informe del I Observatorio de Movilidad Sostenible... *op. cit*, p. 30, entre 2010 y 2017 la reducción del coste de un 77 %.

*movilidad sostenible en España*". Recoge el informe, además, que *"las previsiones más generalizadas de evolución indican que no será hasta 2025 cuando las baterías bajen de precio e igualen, por tanto, el coste de adquisición de un vehículo de combustión por parte de un cliente"*.

La autonomía de las baterías es, a fecha de hoy, un obstáculo difícilmente salvable para el recorrido de largas distancias; representando, por consiguiente, otra de las principales barreras para el despliegue del vehículo eléctrico. Algunos modelos alcanzan los 500 km de autonomía, pero estos automóviles pertenecientes a Tesla no tienen un precio asequible para la mayoría de los ciudadanos. En el Observatorio reconocen, en este sentido, que no hay modelos de gama media y clase generalista que puedan cubrir hoy en día esta distancia sin recargar. Asumen, en definitiva, que *"no está claro en cuánto tiempo los vehículos eléctricos alcanzarán de forma generalizada una autonomía de 500 km"*.

**FIGURA 2.13**

**Autonomía en km de las baterías utilizadas por los vehículos eléctricos (2019)**

Marca	Modelo	Distncia / Kms
Nissan	Leaf e+	385
Audi	e-tron	400
Hyundai	Kona Eléctrico	449
Kia	e-Niro	450
Mercedes	EQC	450
Jaguar	I-Pace	480
Kia	Soul EV	482
Tesla	Model 3	560
Tesla	Model X 100D	565
Tesla	Model S 100D	632

*Fuente:* I Observatorio de la Movilidad Sostenible de España

Es una cuestión, la escasa autonomía de las baterías para viajes de larga distancia, que se encuentra estrechamente vinculada a la tercera de las barreras técnicas para su acceso al mercado: la insuficiente infraestructura de recarga.

El despliegue del vehículo eléctrico, precio y autonomía de las baterías aparte, está claramente condicionado por la disponibilidad de infraestructura eléctrica de recarga.

En este sentido, pueden distinguirse diversos tipos de recarga en virtud de dos variables: la *ubicación* y la *potencia*.

En esencia, son tres las posibles modalidades de recarga que pueden diferenciarse en función de dónde se halle la instalación:

- a) *Recarga particular*: si se ubica en una plaza de garaje junto a la vivienda del usuario del vehículo<sup>296</sup>.
- b) *Vía pública*: si se localiza en las calles de las ciudades, así como en carreteras interurbanas y en zonas de servicio anexas.
- c) *Edificios no residenciales*: si se encuentra, por ejemplo, en centros comerciales, hoteles o edificios de oficinas.

Asimismo, son tres las clases de recarga que existen actualmente según la potencia de la instalación<sup>297</sup>:

- a) *Lenta*: con una potencia de 3,7 kW y un tiempo de recarga de 6 horas (se trata de una cifra aproximada, pues varía dependiendo de la capacidad que presente la batería). Es una instalación pensada para uso doméstico, siendo habitual que se recargue el vehículo durante la noche en un garaje de vivienda unifamiliar o garaje comunitario<sup>298</sup>. De tal modo que, al ser frecuente que las

---

<sup>296</sup> La nueva Directiva de eficiencia energética en edificios (Directiva UE 2018/844 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018) muestra especial interés en la promoción del vehículo eléctrico por su capacidad para mejorar la eficiencia energética en el transporte. En este sentido, la Directiva señala en su considerando (22) que “la innovación y las nuevas tecnologías también hacen posible que los edificios apoyen la descarbonización general de la economía, incluido el sector del transporte. Por ejemplo, pueden aprovecharse para desarrollar las infraestructuras necesarias para la recarga inteligente de los vehículos eléctricos y también proporcionan la base para que los Estados miembros, si así lo deciden, utilicen las baterías de los automóviles como fuente de energía”.

<sup>297</sup> No obstante, mientras se realiza el presente estudio, se especula con la posibilidad de que se desarrollen en poco tiempo clases de recarga súper rápida (150 kW) y ultra rápida (350 kW). Por ello, entiéndase lo que aquí se expone a modo indicativo, sin perjuicio del velocísimo avance tecnológico que el sector eléctrico está experimentando.

<sup>298</sup> La Comisión Nacional de Energía (CNE) propuso en relación con este aspecto que “la previsión de cargas para la recarga del vehículo eléctrico se realizara considerando que a la suma de todas estas potencias se le aplicara un factor de simultaneidad de 0,5 con el resto de la instalación, siempre y cuando la infraestructura de recarga disponga de un sistema de gestión inteligente de la misma que garantice que la recarga se realiza en los tramos supervalle de la curva de demanda, sin que ello comprometa la capacidad del resto de instalaciones comunes”. Añadía que, “en caso contrario, el factor de simultaneidad será de 1”. Informe de la Comisión Nacional de Energía (CNE) sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se establecen los requisitos y las condiciones técnicas básicas de la infraestructura necesaria para posibilitar la recarga efectiva y segura de los vehículos eléctricos y a tal efecto se aprueba la ITC-BT-52



familias tengan contratados al menos 5,5 kW, la recarga nocturna del vehículo no tendría por qué suponer un aumento de la potencia contratada ni una congestión de la red eléctrica.

- b) *Semi-rápida*: con una potencia de 22 kW y un tiempo de recarga de 1 hora y 30 minutos. Es un tipo de recarga concebido para su ubicación tanto en vía pública como en edificios no residenciales.
- c) *Rápida*: con una potencia de 50 kW y un tiempo de recarga de 40 minutos. Es una clase de recarga que, por motivo de la elevada potencia que presenta y su funcionamiento con corriente continua, necesita una adecuada localización en la red eléctrica. En cierto modo, se asemeja al actual repostaje con un vehículo de combustión, estando por ello especialmente destinada a las estaciones de servicio que ofertan recarga eléctrica -también conocidas como electrolineras-.

#### **b) La recarga del vehículo eléctrico: problemática regulatoria**

Una vez realizada la descripción técnica de la infraestructura<sup>299</sup>, debemos apuntar los aspectos regulatorios más relevantes.

En primer lugar, resulta significativo que en España, teniendo plaza de garaje tan sólo el 30 % de los conductores<sup>300</sup>, el 80 % de la recarga se realice en hogares. Puede deducirse fácilmente, pues, que la compra de vehículos eléctricos se está concentrando en el segmento de conductores con garaje propio; es decir, aquellos que poseen mayor poder adquisitivo. Además, si el 70 % de los automóviles pasan la noche en la calle, se estaría privando de la recarga lenta del vehículo eléctrico durante la madrugada a un colectivo muy importante de conductores.

---

*"Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos"* y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del REBT, de 26 de enero de 2012, p. 6.

<sup>299</sup> Para profundizar sobre los aspectos técnicos relativos a la instalación del punto de recarga *vid.* el Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 "Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos", del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del mismo.

<sup>300</sup> Según el Anuario sobre el parque de vehículos elaborado por la Dirección General de Tráfico (DGT) en 2018, había en circulación un total de 24.074.151 de turismos.

Decía la Comisión Nacional de Energía (CNE), en su informe de 26 de enero de 2012, que *“se debe garantizar el acceso universal a la recarga en igualdad de condiciones para todos los potenciales usuarios y la utilización eficiente de la energía desde la gestión de recarga”*<sup>301</sup>. No obstante, la realidad expuesta resulta un obstáculo difícilmente salvable para el *acceso universal* demandado por la CNE.

En segundo lugar, la adaptación de la plaza de garaje al punto de recarga ha sido una cuestión que, en los momentos iniciales del despliegue, también ha resultado problemática desde un punto de vista jurídico. El hecho de que algunos esquemas de instalación asociaran el punto de recarga al contador principal común de la vivienda, en lugar de a uno individual, planteaba dos incógnitas: a) si resultaba necesaria autorización por parte de la junta de propietarios; b) quién había de asumir el coste de la electricidad consumida por la recarga del coche eléctrico.

Estas cuestiones han recibido adecuada respuesta por parte del legislador al quedar redactado el artículo 17.5 de la Ley 49/1960, de 21 de julio, sobre Propiedad Horizontal de la siguiente forma: *“La instalación de un punto de recarga de vehículos eléctricos para uso privado en el aparcamiento del edificio, siempre que éste se ubique en una plaza individual de garaje, sólo requerirá la comunicación previa a la comunidad. El coste de dicha instalación y el consumo de electricidad correspondiente serán asumidos íntegramente por el o los interesados directos en la misma”*<sup>302</sup>.

Por lo tanto, para la adaptación de una plaza de garaje a un punto de recarga no es necesaria la adopción de ningún acuerdo por la junta de propietarios, ya sea por mayoría simple o cualificada; bastará con la comunicación previa al presidente de la comunidad o administrador de la finca. No obstante, entendemos que sería conveniente que, asimismo, se detallase cómo proceder en función de cuál sea el esquema de instalación (de los cuatro permitidos por la ITC-BT-52) con el que se efectúe la recarga<sup>303</sup>.

---

<sup>301</sup> Informe de la Comisión Nacional de Energía (CNE) sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se establecen los requisitos y las condiciones técnicas básicas de la infraestructura... *op. cit.*, p. 4.

<sup>302</sup> Esta redacción es fruto de la modificación realizada, en un primer momento, por el artículo 3 de la Ley 19/2009, de 23 de noviembre, de medidas de fomento y agilización procesal del alquiler y la eficiencia energética en edificios y, en segunda instancia, por la disposición final primera de la Ley 8/2013, de 26 de junio, de rehabilitación, regeneración y renovación urbanas.

<sup>303</sup> Cuando el punto de recarga se asocie a un contador comunitario, podría darse el supuesto de hecho recogido en el artículo 17.1, consistente en adaptar una infraestructura común para acceder a nuevos

Y, en cuanto a la asunción del coste que genere la recarga del vehículo eléctrico, queda claro que el interesado directo en la adaptación de la plaza de garaje al punto de recarga será quien deba asumir íntegramente el coste tanto de la instalación como del consumo eléctrico. Sin embargo, sorprende que el artículo 17.5 no exija un estudio técnico previo para la instalación del punto de recarga, teniendo en cuenta el riesgo que puede llegar a generar el aumento de canalizaciones y cables que discurren por el garaje en ausencia de una adecuada planificación. Pues, si bien es cierto que las comunidades de vecinos pueden establecer normas de régimen interno a fin de ordenar el trazado de las canalizaciones<sup>304</sup>, la realidad demuestra un desconocimiento por parte de comunidades pequeñas o con vecinos de avanzada edad que puede derivar en un caótico aumento del cableado; con el riesgo para la seguridad del suministro y de las personas que esta situación conlleva.

En tercer y último lugar, destaca la supresión del gestor de cargas. Se trataba de una figura que definía el derogado artículo 6.h) de la Ley 24/2013 como *“aquellas sociedades mercantiles que, siendo consumidores, estaban habilitadas para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética”*. Como ya informara la Comisión de Expertos, las disposiciones contempladas en el Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regulaba la actividad del gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética, imponían diversas cargas no justificadas a las empresas que desearan prestar servicios de recarga para vehículos eléctricos<sup>305</sup>. Por ello, parece acertada la eliminación de la figura por medio del Real Decreto-ley 15/2018, liberalizando así la actividad de recarga eléctrica<sup>306</sup>; lo cual no exime a los nuevos

---

suministros energéticos colectivos, y requerirse, en consecuencia, el acuerdo de la junta por un tercio de los integrantes.

<sup>304</sup> Artículo 6 de la Ley 49/1960, de 21 de julio, sobre Propiedad Horizontal: *“Para regular los detalles de la convivencia y la adecuada utilización de los servicios y cosas comunes, y dentro de los límites establecidos por la Ley y los estatutos, el conjunto de propietarios podrá fijar normas de régimen interior que obligarán también a todo titular mientras no sean modificadas en la forma prevista para tomar acuerdos sobre la administración”*.

<sup>305</sup> Informe final elaborado por la Comisión de Expertos sobre escenarios de Transición Energética... *op. cit.*, p. 403. En esta misma línea, la Exposición de Motivos del propio Real Decreto-ley 15/2018 reconoce que se trataba de una figura *“excesivamente rígida y desincentivadora de la actividad”*.

<sup>306</sup> La redacción actual del artículo 48.2 de la Ley 24/2013, fruto de lo dispuesto por el artículo 21.4 del Real Decreto-ley 15/2018, establece que *“los servicios de recarga energética podrán ser prestados por cualquier consumidor debiendo cumplir para ello los requisitos que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno”*. De este modo, se libra a quien realice la actividad de recarga del cumplir con requisitos tan gravosos como *“ser sociedades mercantiles (...) en cuyo objeto social se acredite su capacidad para vender y comprar energía eléctrica sin que existan limitaciones o reservas al ejercicio de dicha actividad”*.

prestadores del servicio de cumplir con la correspondiente normativa en el ámbito de la seguridad industrial ni con sus respectivas obligaciones registrales.

Se trata, en suma, de una compleja interacción entre tres elementos determinantes para el éxito de la movilidad eléctrica. Si el almacenamiento eléctrico mediante baterías no evoluciona tecnológicamente a un mayor ritmo, el precio del vehículo eléctrico no descenderá y su comercialización se estancará. De darse este escenario, la actividad de recarga en vía pública no sería rentable para la iniciativa privada por la falta de uso y la consiguiente dificultad para hacer frente a los elevados costes que habría de sufragar, a saber: infraestructuras de conexión (entre ellas, la extensión de red, cuyo coste es muy elevado), instalación del punto de recarga y peajes de acceso a la red. Por lo tanto, la situación se agravaría; pues, cuantos menos puntos de recarga haya disponibles, mayor es el desincentivo para adquirir un automóvil eléctrico (en un contexto de baterías con una autonomía inferior a los 500 km, la infraestructura de recarga en autovías resulta esencial) por parte de los ciudadanos.

En este sentido, es significativo que el actual director general de Tráfico, Pere NAVARRO OLIVELLA, haya pronunciado recientemente las siguientes palabras<sup>307</sup>:

*“Cometimos el error de vender un producto que no tenemos dónde enchufarlo y el precio es carísimo. Nos equivocamos todos.”*

Por ello, parece una solución lógica que, en ausencia de iniciativa privada, sean las empresas distribuidoras quienes asuman la gestión de las infraestructuras de recarga. Los distribuidores de electricidad pueden así facilitar el despliegue del vehículo eléctrico: por un lado, seleccionando ubicaciones óptimas de conformidad con criterios técnicos en el marco de un plan; y, por otro, desarrollando infraestructuras de recarga gracias a su importante capacidad técnica y económica para realizar este tipo de inversiones. Las

---

Por lo tanto, ahora cualquier empresa (hoteles, centros comerciales, *parkings*, etc.) podrán instalar puntos de recarga en sus instalaciones sin necesidad de incluir la prestación de esta actividad en sus estatutos.

<sup>307</sup> Titular de la noticia: “Pere Navarro (DGT): El coche eléctrico es carísimo y no tenemos dónde enchufarlo”, (16 de octubre de 2019), de *ElMundo*.

Recuperado de:

<https://www.elmundo.es/motor/2019/10/15/5da5abbb21efa0cd798b4616.html>

empresas distribuidoras, en suma, pueden ser el sujeto facilitador de la movilidad eléctrica en España<sup>308</sup>.

Para finalizar, entendemos necesario reproducir nuevamente las palabras que, en atención a la regulación europea de la gestión de las instalaciones de recarga por parte de las compañías distribuidoras, expresamos en el anterior capítulo.

Así pues, en cuanto a las funciones asumidas por el gestor de las redes de distribución en el ámbito de las infraestructuras de recarga del vehículo eléctrico, las instituciones comunitarias han decidido actuar del siguiente modo. El artículo 33.1 de la Directiva 2019/944/UE sobre el mercado interior de la electricidad señala que *“los Estados miembros proporcionarán el marco regulador necesario para facilitar la conexión de los puntos de recarga de acceso público y privado a las redes de distribución”*, por lo que podría interpretarse que los Estados miembros gozarán de un importante margen de discrecionalidad en la configuración del referido marco; añadiendo a continuación que *“los Estados miembros velarán por que los gestores de redes de distribución cooperen de forma no discriminatoria con cualquier empresa que posea, desarrolle, explote o gestione los puntos de recarga para vehículos eléctricos, en particular en lo que atañe a la conexión a la red”*.

Sin embargo, en línea con la propuesta que acabamos de ofrecer, recoge en su artículo 33.2 que los Estados miembros podrán permitir que los gestores de redes de distribución posean, desarrollen, gestionen o exploten puntos de recarga para vehículos eléctricos únicamente si se cumplen las siguientes tres condiciones de manera cumulativa: a) que, tras un procedimiento de licitación abierto y transparente, ningún agente del mercado haya manifestado su interés en poseer, desarrollar, gestionar o explotar puntos de recarga para vehículos eléctricos; b) que la autoridad reguladora haya dado su aprobación; c) que el gestor de la red de distribución no favorezca a sus empresas vinculadas.

---

<sup>308</sup> Destaca, en este sentido, el Plan *Smart Mobility* de Iberdrola. Según informa la compañía, *“en 2019, las principales autovías y corredores de España, así como los espacios de acceso público de las principales ciudades de la geografía española, contarán con una estación de recarga rápida al menos cada 100 km”*. Recuperado de: <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/top-stories/puntos-recarga-coche-electrico-espana>

El planteamiento comunitario respecto del papel que han de asumir los gestores de las redes de distribución en relación con las infraestructuras de recarga del vehículo eléctrico ya ha sido transpuesto al ordenamiento interno español. En concreto, se recoge en el apartado 10 del artículo 38 de la Ley 24/2013, un apartado que ha sido añadido recientemente en virtud de lo dispuesto por el artículo 21.3 del Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre. En concreto, el artículo 38.10 de la Ley 24/2013 establece lo siguiente:

*“Sin perjuicio de lo previsto en el artículo 6.1.g, las empresas distribuidoras podrán ser titulares de último recurso de infraestructuras para la recarga de vehículos eléctricos, siempre que tras un procedimiento en concurrencia se resuelva que no existe interés por la iniciativa privada, en los términos y condiciones que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno.*

*El Gobierno podrá regular procedimientos para la transmisión de estas instalaciones por parte de las empresas distribuidoras a otros titulares, cuando se den las condiciones de interés económico, recibiendo las primeras una compensación adecuada.”*

### **C) ¿Es necesaria la electrificación del transporte para descarbonizar la economía?**

El vehículo eléctrico basa su filosofía, en mayor o menor medida (piénsese en los vehículos híbridos), en la sustitución de los hidrocarburos que alimentan el motor de combustión interna por la electricidad almacenada en las baterías; motivo por el cual se estima que la movilidad eléctrica puede asumir un papel importante en el proceso de descarbonización. No obstante, existen aspectos que no suelen tenerse presentes en el debate sobre su contribución a dicho proceso, razón por la que trataremos de exponerlos a continuación con el fin de ofrecer una panorámica lo más completa posible.

#### **a) La movilidad eléctrica: algunos aspectos problemáticos**

Como ya se ha observado a lo largo del presente capítulo, son varias las virtudes que presenta el vehículo eléctrico, sobresaliendo entre todas: la no emisión de gases contaminantes durante su funcionamiento, la disminución de la contaminación acústica<sup>309</sup>

---

<sup>309</sup> Virtud que, próximamente, se matizará; pues, de conformidad con el Reglamento delegado de la Comisión Europea, de 7 de marzo de 2019, por el que se modifica el Reglamento (UE) núm. 540/2014 del Parlamento Europeo y del Consejo sobre el nivel sonoro de los vehículos de motor y de los sistemas silenciadores de recambio, los vehículos eléctricos tanto puros como híbridos deberán incorporar un sistema

y la reducción en los costes de mantenimiento al contener un menor número de componentes que el vehículo convencional. A estas ventajas, además, pueden añadirse otras de carácter secundario por su naturaleza transitoria. Nos referimos a los beneficios en materia fiscal y de circulación; son medidas de fomento administrativo que, en caso de alcanzarse el pretendido despliegue masivo del coche eléctrico, habría de plantearse su derogación<sup>310</sup>.

Ahora bien, para realizar una aproximación crítica a la cuestión planteada resulta necesario, no sólo conocer las bondades, también advertir sobre los inconvenientes. Por ello, además de las barreras tecnológicas que encuentra el vehículo eléctrico para su despliegue comentadas anteriormente<sup>311</sup>, nótese la existencia de otras circunstancias que podrían resultar problemáticas a medio plazo. Destacamos, entre ellas, las tres siguientes:

- a) En materia de *política energética*, el consumo de electricidad que implicaría un parque automovilístico mayoritariamente eléctrico. En España circulan 24 millones de turismos y la recarga lenta en periodo nocturno necesita de una potencia cercana a los 3 kW por cada automóvil. Por lo tanto, si una tercera parte de los coches eléctricos recargasen sus baterías durante la madrugada (pues, recuérdese, sólo un 30 % de los conductores tiene plaza de garaje), habría que sumar, a la demanda eléctrica nocturna habitual (no inferior a 20.000 MW), la demanda adicional fruto de la recarga. Si nos planteamos que, de los 24 millones de turismos actuales (nótese que en un escenario de elevada electrificación 18 millones serían automóviles eléctricos<sup>312</sup>) sólo podrían

---

de aviso acústico (SAAV). En este sentido, el Parlamento Británico refleja en las consideraciones de la *Automated and Electric Vehicle Bill: House of Commons Public Bill Committee*, el 13 de noviembre de 2017, que los vehículos eléctricos se ven involucrados en un 40 % más de accidentes que los convencionales.

Recuperado de: <https://publications.parliament.uk/pa/cm201719/cmpublic/automated/memo/aevb25.htm>

<sup>310</sup> Piénsese, por ejemplo, en la bonificación del 75 % en el Impuesto de Vehículos de Tracción Mecánica establecida por el Ayuntamiento de Barcelona o en la posibilidad de circular por el carril Bus/VAO con un solo ocupante. Son medidas que, en un escenario de alta electrificación del parque automovilístico, resultarían insostenibles.

<sup>311</sup> El elevado precio y peso de las baterías, su escasa autonomía, así como la duración de la recarga y la insuficiente infraestructura de puntos para la misma.

<sup>312</sup> Según los datos proporcionados por la Comisión Europea, el vehículo eléctrico podría alcanzar, en un escenario de elevada penetración para 2030, una cuota de mercado del 70 %; siendo, por el contrario, de un 20 % en un escenario de escaso despliegue. Cfr. Informe de la Comisión Europea, *JRC Science for Policy Report*, titulado “*Cobalt: demand-supply balances in the transition to electric mobility*”, 2018, EUR 29381 EN, p. 24. Aunque, como bien señala la Comisión de Expertos, “*el panorama sería más incierto si se suponen cambios en las preferencias por la movilidad, bien por el uso más intenso de vehículos*

recargarse lentamente en periodo nocturno aquellos que dispusieran de garaje; es decir, una tercera parte (en torno a 6 millones de turismos). Si cada uno necesita 3,7 kW de potencia durante unas 6 horas para realizar la recarga, la demanda nocturna de electricidad se incrementaría, aproximadamente, en 22.000 MW. Así pues, se estaría duplicando la demanda horaria habitual; siendo significativo que la punta de consumo diurno se sitúe alrededor de los 35.000 MW. En definitiva, de cumplirse el escenario descrito, el precio de la electricidad aumentaría en lo que hoy se conocen como *horas supervalle* de manera insostenible. Ahora bien, este escenario podría conllevar consecuencias bien distintas si, en lugar de recargar todos los coches eléctricos con plaza de garaje de forma simultánea, parte de ellos vertieran su energía eléctrica a la red; funcionando, de este modo, como un sistema agregado de almacenamiento energético (denominado en inglés *Vehicle-To-Grid -V2G-*). Para ello, los días en que el vehículo eléctrico vertiera a la red la electricidad almacenada en sus baterías a cambio de la correspondiente retribución, el conductor debería optar por la utilización del transporte público. Puede concluirse, pues, que siendo posible el uso del automóvil eléctrico como un elemento de flexibilidad en un escenario de elevada electrificación del parque automovilístico, ello necesitaría de una compleja acción coordinada entre los diferentes agentes del sector eléctrico.

- b) En materia de *política fiscal*, el Impuesto sobre Hidrocarburos guarda una especial importancia a efectos recaudatorios en el ámbito de los impuestos especiales<sup>313</sup>. Por consiguiente, un escenario de elevada penetración del vehículo eléctrico implicaría un descenso significativo de los ingresos tributarios en esta parcela<sup>314</sup>. De modo que, en una situación de déficit público

---

*compartidos, por un aumento de la cuota modal del transporte público, o por un desplazamiento de la demanda de movilidad hacia el alquiler de vehículos u otros medios de transporte (por ejemplo, bicicletas) por periodos cortos de tiempo” Vid. Informe final elaborado por la Comisión de Expertos sobre escenarios de Transición Energética... op. cit., p. 402. Por ello, cualquier hipótesis sobre un escenario de futuro que pueda elaborarse aquí y ahora debe ser interpretada con la debida cautela.*

<sup>313</sup> En 2018 los ingresos tributarios en concepto del Impuesto sobre Hidrocarburos fueron 11.210 millones de euros. *Cfr.* Informe mensual de recaudación de la Agencia Tributaria, de diciembre de 2018.

<sup>314</sup> Apunta, en esta misma línea, el apartado 4.4.2 “El improbable triunfo del coche eléctrico en Europa durante la próxima década” del informe elaborado por Orkestra (Instituto Vasco de Competitividad) titulado “Energía y regulación: lecciones del pasado y propuestas para el futuro” (2014), p. 32.



como la actual (30.495 millones de euros en 2018), esa pérdida debería ser compensada. Lo más razonable sería la creación de una figura impositiva *ad hoc* o el rediseño del Impuesto sobre Vehículos de Tracción Mecánica. Lo que en ningún caso tendría sentido sería tratar de compensar los ingresos dejados de recaudar en sede del Impuesto sobre Hidrocarburos con un aumento en el tipo del Impuesto sobre la Electricidad; pues, de esa forma, se estaría incrementando el gravamen de cualquier consumo eléctrico que se produjera, siendo los vehículos eléctricos parcialmente financiados por el resto de los consumidores a modo de *subvenciones cruzadas*.

- c) En cuanto a la gestión de los *recursos minerales*, el cobalto y el litio son dos elementos que, en aleación con otros metales, resultan esenciales para la fabricación de baterías. Sin embargo, estos dos elementos metálicos, pueden presentar un problema de escasez a medio plazo; sobre todo el cobalto. Según los datos ofrecidos por un interesante estudio elaborado por la Comisión Europea, la progresiva utilización de baterías (necesarias para el funcionamiento de diversos dispositivos electrónicos -teléfonos móviles u ordenadores portátiles- y, como venimos explicando, del vehículo eléctrico) ha motivado que la producción de cobalto creciera un 270 % a nivel mundial desde el 2000 hasta el 2016. Aunque, más llamativo si cabe, resulta el aumento de su precio: de 24.000 €/tonelada en 2012 a 65.000 €/tonelada en febrero de 2018. Cifras preocupantes; máxime si a ello se añade que, en caso de que la demanda de baterías continuase creciendo a un ritmo exponencial, en vez de lineal, por razón de un exitoso despliegue del coche eléctrico, el suministro de cobalto sólo estaría garantizado hasta el año 2025 (*vid.* Figura 2.14). Y, pese a todo lo anterior, entendemos que el problema más grave que subyace tras la producción de cobalto es el siguiente: la explotación infantil. Un completo informe elaborado por Amnistía Internacional en 2016 relata la sobrecogedora situación que se da en la República Democrática del Congo (RDC)<sup>315</sup>; país que, con mucha diferencia, se sitúa como el mayor extractor de cobalto a nivel

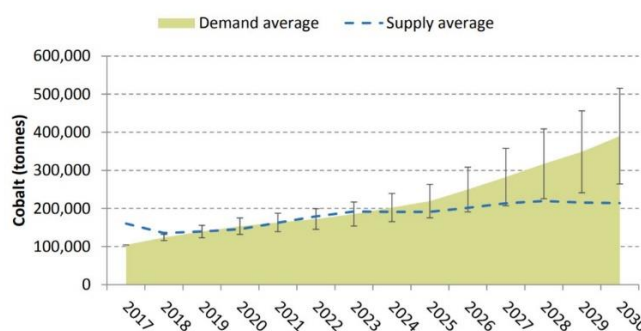
---

<sup>315</sup> Vid. Informe de Amnistía Internacional titulado “*This is what we die for. Human rights abuses in the democratic republic of the congo power the global trade in cobalt*”, 2016, INDEX: AFR 62/3183/2016.

mundial<sup>316</sup> (vid. Figura 2.15). Por ello, resulta necesario buscar alternativas. De momento, las principales líneas de actuación han sido: a') habida cuenta de la permanente inestabilidad política que sufre la RDC y el drama infantil que allí se vive, algunos fabricantes de baterías han decidido contratar con terceros países extractores de cobalto<sup>317</sup>; b') la utilización de aleaciones que permitan una menor presencia de cobalto a fin de garantizar su suministro durante las próximas décadas<sup>318</sup>; c') así como el reciclado de baterías<sup>319</sup>, pues se trata de una interesante vía para satisfacer la demanda de cobalto sin que ello implique una irresponsable gestión de los recursos naturales.

**FIGURA 2.14**

**Proyección de la oferta/demanda mundial de cobalto durante la próxima década**



Fuente: Comisión Europea

<sup>316</sup> Aunque el mayor productor de cobalto a nivel mundial es la República Democrática del Congo (de allí se extrae, aproximadamente, el 65 % del cobalto), su refinamiento tiene lugar principalmente en China.

<sup>317</sup> Vid. "Battery makers descend on Australia and Canada cobalt developers", 19 de marzo de 2018, Reuters. En este sugerente artículo se explica que, por los motivos comentados, algunos fabricantes de baterías (principalmente, japoneses y coreanos) están firmando contratos de suministro de cobalto con duración en torno a los siete años con terceros países (sobre todo, Australia y Canadá). Esta imagen de capitalismo responsable contrasta con la situación que se vive en la RDC; fomentada, entre otros países, por China, que compra el 40 % del cobalto allí extraído.

Recuperado de:

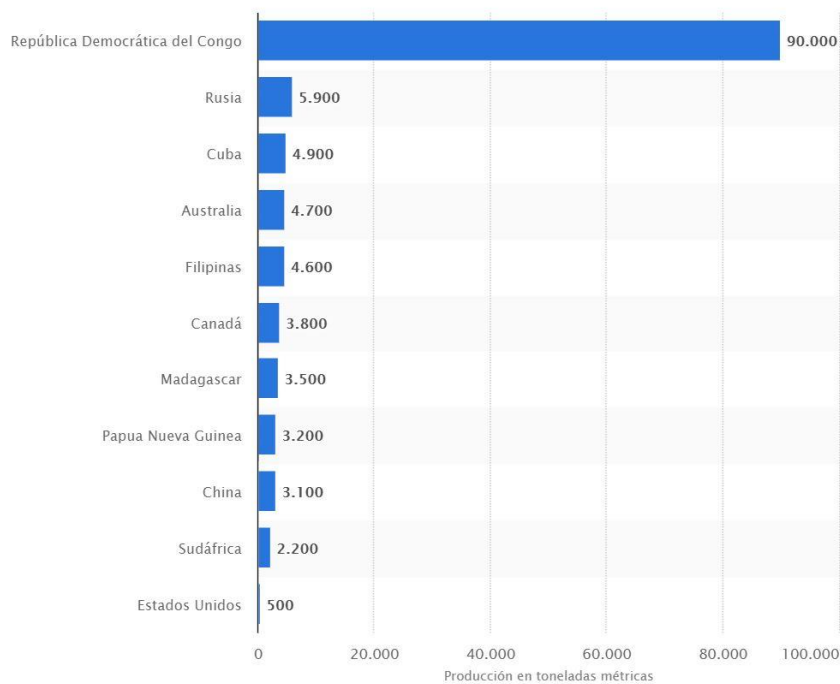
<https://www.reuters.com/article/us-mining-cobalt/battery-makers-descend-on-australia-canada-cobalt-developers-idUSKBN1GV0C2>

<sup>318</sup> Según el citado informe de la Comisión Europea, el cobalto presenta una buena capacidad para que, en aleación con otros metales, pueda ofrecer similares prestaciones. En concreto, el informe recoge que el manganeso y el níquel son elementos adecuados para combinarlos con el cobalto en la fabricación de baterías. Cfr. Informe de la Comisión Europea, *JRC Science for Policy Report*, titulado "Cobalt... op. cit.", p. 59. A este respecto, además, resulta muy interesante la reflexión realizada por DE LA CRUZ FERRER, J., *Principios de regulación económica... op. cit.*, pp. 42-43, en el apartado titulado "Recursos naturales y materias primas", sobre la revolución en la ciencia de materiales y el principio de sustitución tecnológica.

<sup>319</sup> Siguiendo el informe publicado por la Comisión Europea se observa que, de las baterías utilizadas por los vehículos eléctricos (cuya vida estimada es de ocho años), podría extraerse mediante su reciclado una cantidad de cobalto cercana a las 452 toneladas en el año 2020, 4.800 en 2025 y 38.000 en 2030. *Ibidem*, p. 71.

**FIGURA 2.15**

**Clasificación de los mayores extractores de cobalto a nivel mundial (2018)**



Fuente: Statista

Puede observarse, pues, que el vehículo eléctrico presenta ventajas; pero, además, una serie de inconvenientes no desdeñables. Por esta razón, debemos plantearnos si existe alguna alternativa a la movilidad eléctrica que permita descarbonizar el transporte.

**b) Combustibles alternativos contemplados por la Comisión Europea**

En este sentido, resulta muy ilustrativa la Comunicación de la Comisión Europea al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, de 24 de enero de 2013, titulada *“Energía limpia para el transporte: estrategia europea en materia de combustibles alternativos”*. Este documento alerta sobre la extraordinaria dependencia del petróleo<sup>320</sup>; motivo por el cual la Unión Europea

<sup>320</sup> Según los datos ofrecidos en la citada Comunicación, *“en 2010, el petróleo representó el 94 % de la energía consumida en el sector del transporte, que con un porcentaje del 55 % es el mayor consumidor de energía; el 84 % de ese petróleo fue importado, con un gasto de 1 000 millones EUR diarios en 2011, lo que supone un importante déficit en la balanza comercial de la Unión Europea de cerca del 2,5 % del PIB”*.

considera que hallar alternativas, con bajas emisiones de CO<sub>2</sub>, es indispensable para una descarbonización gradual del transporte<sup>321</sup>.

La Comisión Europea argumenta, con acierto, que *“no hay una solución de combustible único para el futuro de la movilidad y deben explorarse todas las principales opciones de combustibles alternativos, centrándose en las necesidades de cada modo de transporte”*. Por ello, *“un enfoque estratégico para la Unión Europea que responda a las necesidades a largo plazo de todos los modos de transporte debe, por tanto, basarse en una combinación global de combustibles alternativos”*.

Los combustibles alternativos contemplados por la Comisión Europea son los siguientes:

- a) *Gas licuado del petróleo (GLP)*: se trata de un subproducto encuadrado en la cadena de producción de los hidrocarburos que, pese a proceder actualmente del petróleo, en el futuro posiblemente pueda obtenerse de la biomasa. Representa, a fecha de hoy, el 3 % del combustible empleado en el sector de la automoción y su principal ventaja es la reducida emisión de contaminantes.
- b) *Gas natural (incluido el biometano)*: puede obtenerse a partir de grandes reservas de combustibles fósiles, así como de biomasa y, a medio plazo, de la metanización del hidrógeno generado con electricidad renovable. Su aportación a la seguridad del suministro se presenta como la mayor ventaja; siendo que, además, si se mezcla con biometano sus emisiones disminuyen notablemente.
- c) *Gas natural licuado (GNL)*: por su alta densidad energética, resulta un combustible especialmente adecuado para el transporte de mercancías a larga distancia por carretera y para el transporte marítimo.
- d) *Gas natural comprimido (GNC)*: los vehículos que funcionan con GNC tienen bajas emisiones de contaminantes y, por tanto, han ganado rápidamente espacio

---

<sup>321</sup> En coherencia con la iniciativa *“Europa 2020: Una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador”*, con la que se quiere reducir un 60 % las emisiones de CO<sub>2</sub> en el transporte de aquí a 2050, tal como figura en la *“Hoja de ruta hacia un espacio único europeo de transporte: por una política de transportes competitiva y sostenible”*. Vid. Libro Blanco de 2011 sobre el transporte.

en las flotas de autobuses urbanos, camiones y taxis. Se trata de una tecnología que ya ha alcanzado su madurez; habiendo en circulación casi 1 millón de vehículos de gas natural en las carreteras europeas y 3.000 estaciones de repostaje.

- e) *Gas licuado (GTL)*: el gas natural transformado en combustible líquido mejora la seguridad del suministro y reduce las emisiones contaminantes de los vehículos actuales; lo que supone un avance en materia de eficiencia energética. Sin embargo, su elevado coste limita actualmente su comercialización.
- f) *Electricidad*: nos remitimos a lo comentado *supra*.
- g) *Biocombustibles (líquidos)*: su relevancia como solución alternativa a los productos derivados del petróleo es notable, representando en el año 2013 el 4,4 % del combustible utilizado en el sector del transporte europeo<sup>322</sup>. La principal ventaja que presenta es su contribución a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y a la sostenibilidad ambiental; en este último caso, siempre que el uso de cultivos con fines energéticos sea moderado<sup>323</sup>.
- h) *Hidrógeno*: como ya se adelantó, puede ser producido a partir de todas las fuentes de energía primarias. Asimismo, sirve como combustible en el sector

---

<sup>322</sup> Vid. ZAMORA SANTA BRÍGIDA, I.: “La biomasa como fuente de energía renovable”, en ESCUDERO GALLEGO, R y MARTÍNEZ GARRIDO, S. (directores) y JIMÉNEZ-BLANCO, A. (coord.), *Cuadernos de Derecho para Ingenieros: Agricultura, Alimentación y Derecho*, Wolters Kluwer-La Ley con el patrocinio del ICAI e Iberdrola, Madrid, 2018, pp. 88-89: “A tal fin, el Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los biocarburantes impone los siguientes objetivos obligatorios mínimos de biocarburantes sobre el total de gasolina y gasóleo vendidos o consumidos con fines de transporte: para el año 2017, el 5 %; para el año 2018, el 6 %; para el año 2019, el 7 %; y para el año 2020, el 8,5 %. Para ello, la Orden ITC/2877/2008 crea un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes basado en un sistema de certificación. La entidad designada como responsable de su expedición, gestión, y control fue la extinta Comisión Nacional de la Energía, funciones asumidas actualmente por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia; siendo sujetos obligados los operadores mayoristas, los minoristas y los consumidores de productos petrolíferos. De esta forma, si los sujetos obligados no disponen de certificados suficientes para el cumplimiento de sus obligaciones anuales respectivas, deberán soportar la obligación alternativa de realizar pagos compensatorios. Los ingresos generados por este concepto dotarán un único fondo de pagos compensatorios que la entidad de certificación repartirá entre los sujetos que cuenten con exceso de certificados”.

<sup>323</sup> Siguiendo la información recogida en la citada Comunicación de la Comisión Europea, en el caso de la aviación, los biocombustibles avanzados son la única opción con bajas emisiones de CO<sub>2</sub> para sustituir el queroseno. La compatibilidad del bioqueroseno con los aviones actuales ha quedado demostrada. Su coste, no obstante, debe ser más competitivo.

del transporte y como forma de almacenamiento energético. La eficiencia del hidrógeno en una pila de combustible es dos veces mayor que la de un motor de combustión; pudiendo ser adecuado tanto en pequeñas embarcaciones como en trenes. En lo que al ámbito automovilístico se refiere, los principales obstáculos a los que debe hacer frente son el alto coste de las pilas y la ausencia de una red de repostaje o reabastecimiento<sup>324</sup>.

**FIGURA 2.16**

**Modos de transporte y principales combustibles alternativos**

Modo		Viajeros por carretera			Mercancías por carretera			Aéreo	Ferrocarril	Agua		
		Corta distancia	Media distancia	Larga distancia	Corta distancia	Media distancia	Larga distancia			Aguas interiores	Corta distancia	Marítimo
Combustible												
Alcance												
GLP												
Gas natural	GNL											
	GNC											
Electricidad												
Biocombustibles (líquidos)												
Hidrógeno												

Fuente: Comisión Europea

**c) Una aclaración sobre la relación entre movilidad eléctrica y emisiones**

Dicho lo cual, resulta necesario aclarar la confusión generada por la clasificación que ha establecido la Dirección General de Tráfico (DGT) respecto del parque de vehículos en función de su potencial contaminante.

Con el fin de incorporar criterios medioambientales en la gestión del tráfico, la DGT, de conformidad con la *Estrategia de Seguridad Vial 2011-2020* y el *Plan Nacional de Calidad del Aire y Protección de la Atmósfera 2013-2016*, dispuso como obligatoria la colocación de un adhesivo que identificara la categoría de cada vehículo en virtud de

<sup>324</sup> Sobre esta concreta cuestión vid. FLEMING, R. y FERSHEE, J. P., “*The Hydrogen Economy in the United States and the European Union*”, en ZILLMAN, D. et al., *Innovation... op. cit.*, p. 141: “One challenge: building hydrogen fuel stations is not cheap. More than ten years ago, Shell Oil Company estimated that \$ 12 billion would be needed to develop an initial US network of 11.000 hydrogen stations in cities and on highways. The total cost to transition primarily to hydrogen vehicles, then, could cost hundreds of billions of dollars”.

las emisiones que emitiera en funcionamiento, a saber: CERO EMISIONES, ECO, C o B<sup>325</sup>.

La confusión viene dada, principalmente, por los vehículos incluidos en la categoría CERO EMISIONES. Esa inclusión alcanza, entre otros, a los tres tipos de vehículo eléctrico antes descritos y a los vehículos de pila de combustible (hidrógeno); lo cual no significa que estos vehículos presenten una ausencia total de emisiones a lo largo de su ciclo de vida.

En primer lugar, conviene especificar a qué tipo de emisiones se está haciendo referencia: en el ámbito del cambio climático<sup>326</sup>, lo adecuado es referirse a la emisión de CO<sub>2</sub>; mientras que, si se habla de contaminación, esta debe vincularse con el NO<sub>x</sub> y las partículas (agentes contaminantes locales).

La única metodología válida para elaborar una comparación de emisiones entre distintas alternativas es el análisis del *ciclo de vida*. Este método cubre las emisiones asociadas a todo el ciclo energético: producción, transporte, distribución y uso de la energía consumida por el vehículo, así como su fabricación y achatarramiento. Tras ello, puede afirmarse que no existe ningún vehículo que, una vez concluido su ciclo de vida, el resultado sea cero emisiones. Es cierto que los vehículos eléctricos no emiten CO<sub>2</sub> cuando están circulando porque no tienen combustión, pero ello no implica que su ciclo de vida carezca de tales emisiones. El CO<sub>2</sub> que el vehículo eléctrico produzca dependerá de la fuente energética, fósil o renovable, con la que se genere la electricidad que posteriormente vaya a consumir, así como del proceso industrial asociado a su fabricación; fase relevante esta última cuando nos referimos a emisiones de CO<sub>2</sub>, sobre todo por el intenso consumo energético que requiere la fabricación de baterías.

---

<sup>325</sup> Cfr. con el Anexo III de la Resolución de 13 de abril de 2016, de la Dirección General de Tráfico, por la que se modifica el apartado C.1 del punto primero y los Anexos I, II y VIII de la de 8 de enero de 2016, por la que se establecen medidas especiales de regulación del tráfico durante el año 2016. Nótese que, entre todas las categorías citadas, se abarca el 50 % del parque de vehículos más eficiente; poniendo de manifiesto la antigüedad de nuestro parque automovilístico que los vehículos sin etiqueta sean responsables del 70 % de las emisiones de gases (NO<sub>x</sub>) y partículas en los núcleos más poblados, con la problemática medioambiental que ello conlleva.

<sup>326</sup> Es importante resaltar que el efecto del CO<sub>2</sub> es global. No importa dónde se genere una tonelada de CO<sub>2</sub>; ya sea mediante la combustión de los vehículos que circulen por una gran ciudad o a través de una central térmica localizada en una región minera, el resultado es el mismo.

Puede afirmarse que, por lo general, un vehículo eléctrico emite durante su vida útil (aproximadamente 150.000 km) menos CO<sub>2</sub> que un vehículo análogo que funcione con motor de combustión interna y realice el mismo kilometraje. No obstante, es posible que algunas situaciones no respondan a esta regla; por ejemplo, un vehículo eléctrico de grandes dimensiones, que recorriera pocos kilómetros, podría tener a lo largo de su ciclo vital más emisiones de CO<sub>2</sub> que un vehículo de reducido tamaño cuyo combustible fuera la gasolina.

En el ámbito del NO<sub>x</sub> y las partículas, por su parte, sí existe una diferencia significativa en el sentido de que el vehículo eléctrico no emite NO<sub>x</sub>; sin embargo, el NO<sub>x</sub> emitido por los vehículos con motores de combustión interna han decrecido de forma extraordinaria (en torno al 90 % en los últimos 15 años). Por lo tanto, el límite de emisiones de NO<sub>x</sub> por parte de un vehículo convencional se sitúa actualmente en 60 mg/km y en el caso de las partículas en 5 mg/km, de modo que las nuevas tecnologías (como los filtros de partículas o los reductores catalíticos selectivos) están permitiendo minimizar las emisiones notablemente en los vehículos con motores de combustión interna<sup>327</sup>. Por ello, según se renueva el parque de automóviles, disminuye el número de partículas asociadas a los nuevos vehículos; aunque se mantiene constante un número de partículas fruto, no de la combustión, sino del uso (rodadura y frenado) del automóvil. Aspecto, este último, que se produce con indiferencia del tipo de vehículo que se utilice, ya sea con motor de combustión interna, eléctrico o con pila de hidrógeno; de modo que, siendo el automóvil eléctrico actualmente el más pesado -a igualdad de tamaño- de los vehículos citados por razón de la batería, emitiría mayor número de partículas que los demás en lo que a la fricción entre los neumáticos y la carretera se refiere.

En definitiva, con todo lo argumentado hasta el momento no se ha tratado de oscurecer la imagen de la movilidad eléctrica; nada más lejos. La pretensión consiste, precisamente, en ofrecer algo de luz a un debate que con frecuencia carece de elementos determinantes para la obtención de conclusiones científicas válidas.

---

<sup>327</sup> En cuanto al límite de emisiones de NO<sub>x</sub> y partículas *vid.* el Anexo I del Reglamento (CE) núm. 715/2007 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de junio de 2007, sobre la homologación de tipo de los vehículos de motor por lo que se refiere a las emisiones procedentes de turismos y vehículos comerciales ligeros (Euro 5 y Euro 6) y sobre el acceso a la información relativa a la reparación y el mantenimiento de los vehículos.



**d) El sector del transporte es un ejemplo de cómo la creación de incentivos regulatorios (actividad de ordenación positiva) debe prevalecer sobre el establecimiento de prohibiciones (actividad de ordenación negativa)**

De acuerdo con lo expresado anteriormente, no consideramos que la solución consista en penalizar al vehículo eléctrico; al contrario, pues, como ya se ha puesto de manifiesto, las virtudes de la movilidad eléctrica son diversas y notables.

Sin embargo, tampoco consideramos que la Administración deba impulsar una excesiva actividad subvencional a fin de promover la movilidad eléctrica. La experiencia fotovoltaica española demostró que el fomento administrativo positivo durante la curva de aprendizaje, si no es racional, perjudica el despliegue de la tecnología en cuestión cuando alcanza su madurez. Asimismo, los posibles inconvenientes de una movilidad eléctrica masiva que fueron previamente señalados deben ser contemplados por la Administración, precisamente, para racionalizar la actividad de fomento que sobre ella pretenda aplicar.

En esta línea, y siendo varios los planes de ayudas aprobados hasta el momento por distintas Administraciones para el fomento del vehículo eléctrico<sup>328</sup>, la Comisión de Expertos sobre escenarios de Transición Energética advierte con acierto que *“al tratarse de una tecnología no solo no madura, sino que además está en un permanente estado de cambio, el esfuerzo público no debe estar solo centrado en la regulación sino en garantizar un entorno adecuado para la innovación”*; añadiendo, a este respecto, que *“dada la rápida evolución tecnológica, y la incertidumbre asociada, decisiones precipitadas pueden conducir a establecer infraestructuras basadas en retornos que pueden no llegar a producirse”*<sup>329</sup>.

La cuestión que da título al presente apartado -si la electrificación del transporte resulta necesaria para la descarbonización de la economía- nos conduce, en virtud de todo

---

<sup>328</sup> Destacan, entre otros, los siguientes: el Plan MOVEA 2017; el Plan MOVALT, con una dotación presupuestaria de 20 millones de euros; el Plan VEA, dotado de 50 millones de euros, gestionados por el IDAE, destinados a la adquisición de vehículos que funcionen con energías alternativas y 16,6 millones de euros destinados a la mejora de la infraestructura; el Plan Integral de Movilidad Eléctrica 2018 del País Vasco, con un presupuesto de 494 millones de euros; el Plan de Movilidad Urbana Sostenible (MUS) 2018 de la Comunidad de Madrid, así como el Plan MOVES 2019.

<sup>329</sup> Informe final elaborado por la Comisión de Expertos sobre escenarios de Transición Energética... *op. cit.*, p. 407.

lo argumentado, a la siguiente conclusión: es necesaria la combinación de distintas alternativas tecnológicas con el fin de que la transición energética avance gradualmente hacia la descarbonización de la economía sin poner en riesgo la seguridad del suministro ni la asequibilidad de su precio, siendo fundamental, para ello, una ordenación jurídica inspirada en el respeto al principio de *neutralidad tecnológica*.

Así se pronunciaba la Comisión Europea, en la Comunicación de 24 de enero de 2013, al defender que *“todas las opciones deben incluirse en la estrategia, sin dar prioridad a un combustible concreto, manteniendo de este modo la neutralidad tecnológica”*. Puede ahora comprenderse, por consiguiente, la importancia que dimos a la correcta configuración jurídica de dicho principio; señalando, incluso, la conveniencia de su reconocimiento constitucional.

Vuelve a notarse, en consecuencia, la importancia de los medios empleados en el Derecho Administrativo; pues existen políticas que, compartiendo una misma finalidad, emplean técnicas de intervención administrativa diversas con efectos jurídicos dispares. Sobre este particular, sirva de ejemplo la medida prohibitiva en relación con aquellos vehículos que empleasen motores de combustión interna, anunciada por el Gobierno de España, con el objetivo de descarbonizar el transporte. En concreto, el 13 de noviembre de 2018, el Gobierno trasladó a los grupos parlamentarios y sectores interesados un documento base de trabajo del Ministerio para la Transición Ecológica empleado en la elaboración de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética -es decir, un borrador de anteproyecto- que establecía en su artículo 15.2 que *“a partir del año 2040 no se permitirá la matriculación y venta en España de turismos y vehículos comerciales ligeros con emisiones directas de dióxido de carbono, excluidos los matriculados como vehículos históricos, siempre que se destinen a usos no comerciales”*. Sin embargo, debido a la preocupación que este anuncio generó en el sector (petroleras, fabricantes, concesionarios y usuarios), el precepto ha sufrido una considerable modificación<sup>330</sup> en la redacción que

---

<sup>330</sup> En el ámbito autonómico, sin embargo, se ha mantenido la prohibición recogida en la disposición adicional tercera de la reciente Ley 10/2019, de 22 de febrero, de cambio climático y transición energética de las Islas Baleares, en virtud de la cual: *“En relación con los vehículos de combustión interna, se aplicarán las siguientes medidas: a) A partir del 1 de enero de 2025 quedará prohibida la circulación en las Illes Balears de motocicletas y turismos que utilicen diésel como combustible, salvo aquellos vehículos respecto a los que se establezcan reglamentariamente excepciones por razones de servicio público o de su radicación previa en el territorio de la comunidad autónoma. b) A partir del 1 de enero de 2035, quedará prohibida la circulación en las Illes Balears de motocicletas, turismos, furgones y furgonetas que no sean*

presenta el proyecto (e, incluso, en su numeración, siendo ahora el artículo 12.2), según el cual *“en desarrollo de la estrategia de descarbonización a 2050, se adoptarán las medidas necesarias, de acuerdo con la normativa europea, para que los turismos y vehículos comerciales ligeros nuevos, excluidos los matriculados como vehículos históricos, no destinados a usos comerciales, reduzcan paulatinamente sus emisiones, de modo que no más tarde del año 2040 sean vehículos con emisiones de 0gCO<sub>2</sub>/km. A tal efecto, se trabajará con el sector y se pondrán en marcha medidas que faciliten la penetración de estos vehículos, que incluirán medidas de apoyo a la I+D+i”*.

Véase, pues, cómo en ocasiones la consecución de un mismo objetivo -en este caso, la descarbonización del transporte- puede resultar más o menos exitosa en virtud de la forma en que la actividad administrativa empleada quede revestida.

Destaca el comentario que, en relación con el principio de neutralidad tecnológica y la regulación de los combustibles alternativos en el citado Proyecto de Ley, ha realizado el presidente de BP España y de la Asociación de Operadores Petrolíferos (AOP), Luis AIRES DUPRÉ: *“Estamos en el momento de la verdad. Hemos hablado de borradores de la Ley de Cambio Climático desde hace un año y medio. El primero fue en noviembre de 2018. Ese borrador hablaba entonces de prohibición para todo lo que no fuese el vehículo eléctrico. Desde entonces hasta ahora ha habido un cambio. Se ha introducido el concepto de neutralidad tecnológica. Ya no hay una prohibición de las tecnologías que no sean eléctricas. Hay unos objetivos muy ambiciosos en los cuáles, como asociación, estamos de acuerdo. Las empresas hemos tenido nuestro propio viaje interno y nos hemos fijado objetivos de descarbonización para llegar a las emisiones netas cero”*.

Añadiendo a continuación, Luis AIRES, que *“en el artículo 11 -del proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética- se habla de combustibles alternativos sostenibles, pero se limita al tráfico aéreo. ¿Cuál es nuestra propuesta? Pues no hablar exclusivamente del tráfico aéreo sino de todo el tráfico dando paso al uso de los biocombustibles. En segundo lugar, el artículo 12 tiene el objetivo de que en 2040 los automóviles tengan emisiones directas de cero. Para nosotros, con quitar la palabra directas es suficiente para permitir los combustibles sintéticos que usan el CO<sub>2</sub> que*

---

*libres de emisiones, salvo aquellos vehículos respecto a los que se establezcan reglamentariamente excepciones por razones de servicio público o de su radicación previa en las Illes Balears”*.

*capturas del aire y el hidrógeno. Las emisiones netas serían cero, aunque emitiría por el tubo de escape. Pensamos que con esas dos pequeñas modificaciones se da cabida a los combustibles en la Ley. ¿Por qué pensamos que es importante darle cabida? Porque nos estamos jugando mucho en la industria. Si los únicos productos líquidos con contenido en carbono que la legislación futura incentiva a que produzcas tiene que ver con el tráfico aéreo supone un porcentaje muy pequeño de la producción de cualquier refinería. ¿Qué incentivos tienes para hacer las inversiones que queremos hacer como sector para transformar las refinerías españolas en refinerías de cero emisiones y reducir la huella de carbono? No tienes ningún tipo de incentivo. No estamos pidiendo ningún tipo de ayudas económica, sino simplemente un marco legislativo”<sup>331</sup>.*

La regulación de la transición energética no es terreno fértil para una intensa actuación administrativa de prohibición; ésta debe aplicarse siempre, por su contenido limitativo de derechos y libertades, con carácter de *ultima ratio*.

Una vez sentado lo anterior, consideramos que resulta preferible afrontar la transición energética desde una actividad administrativa de ordenación positiva -con la creación de incentivos regulatorios- o mediante un fomento administrativo limitado a la concesión de ayudas en el ámbito de la investigación.

En lo que al fomento económico se refiere, no entendemos conveniente que se subvencione la comercialización de unas tecnologías que, en costes, es difícil que superen la competitividad de las fabricadas en China; ayudas que, de concederse, distorsionarían la eficiencia económica del mercado. Por el contrario, sí conviene apoyar la investigación para aumentar nuestra competitividad a nivel mundial en la obtención de patentes; dado que es ahí, en la creación de valor añadido, donde España tiene mayor potencial<sup>332</sup>. Quiere

---

<sup>331</sup> Titular de la noticia: “Luis Aires: no tenemos incentivos para invertir con la Ley de Cambio Climático”, (6 de junio de 2020), de *elEconomista.es*.

Recuperado de:

<https://www-eleconomista-es.cdn.ampproject.org/c/s/www.eleconomista.es/energia/amp/10589655/Luis-Aires-No-tenemos-incentivos-para-invertir-con-la-Ley-de-Cambio-climatico>

<sup>332</sup> “España es el segundo país del mundo con más patentes de energías renovables por habitante, sólo por detrás de Alemania y por delante de Estados Unidos, y destaca especialmente por su innovación en el ámbito solar, en el que concentra el 43 % del total. El país es además el quinto con más patentes de renovables en número absoluto, por detrás de Estados Unidos, Japón, Alemania y Reino Unido, mientras que por volumen de inversión ocupa el séptimo puesto.”

Titular de la noticia: España es el segundo país del mundo en patentes de renovables por habitante, especialmente solares, (8 de mayo de 2013), *EuropaPress*.

Recuperado de:

decirse con ello que la actividad administrativa de fomento será adecuada a los fines de la transición energética siempre que guarde una lógica económica.

En consecuencia, consideramos acertada la rectificación del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, al sustituir una actuación de ordenación negativa -como es la prohibición de la matriculación y venta en España de determinados vehículos- por otra de incentivo regulatorio -al establecer concretas obligaciones de resultado en materia de emisiones, con un plazo temporal razonable, sin distinguir entre distintas tecnologías-; exigencias que se combinan con medidas de apoyo a la innovación para facilitar su cumplimiento.

**e) Combinación de la neutralidad tecnológica como principio y de las mejores técnicas disponibles como criterio en el ámbito de la movilidad sostenible**

En línea con lo anterior, la actividad de fomento es fundamental que se impulse siempre desde el respeto al principio de neutralidad tecnológica. De modo que, al no contemplarse -expresamente- ninguna referencia a este principio jurídico en el Proyecto de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética, las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia e información pública por la Confederación Española de Organizaciones Empresariales (CEOE) reclamaban que *“se garantice una aproximación (a la descarbonización de la economía) integral y neutral desde el punto de vista tecnológico”*. Pues, en opinión de la CEOE, *“el escenario temporal, tan a largo plazo, establecido para los objetivos medioambientales hace necesaria una transición que permita la coexistencia de la mejor tecnología disponible en cada momento”*. Esta propuesta, que consideramos acertada y necesaria, requiere una somera comparación entre el principio de *neutralidad tecnológica* y la cláusula de las *mejores técnicas disponibles* (MTD).

El principio de *neutralidad tecnológica* -estudiado con profundidad en el segundo capítulo del presente estudio- estimamos que podría definirse como *la exigencia de que el gobernante establezca los objetivos que deban lograrse sin imponer ni discriminar un*

---

<https://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-espana-segundo-pais-mundo-patentes-renovables-habitante-especialmente-solares-20130508171434.html>

concreto tipo de tecnología. Las MTD, siguiendo de nuevo a Juan J. GUTIÉRREZ ALONSO, constituyen en términos generales *“un sistema de intervención encaminado a obligar a los operadores privados y públicos a incorporar en sus procesos productivos y de prestación de servicios los conocimientos técnico-científicos más adecuados o avanzados para salvaguardar o proteger algún bien jurídico considerado de interés general por la ley”*<sup>333</sup>. Y, en lo referido a la prevención y control de la contaminación, las MTD son definidas por el artículo 3.10 de la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales, como *“la fase más eficaz y avanzada de desarrollo de las actividades y de sus modalidades de explotación, que demuestren la capacidad práctica de determinadas técnicas para constituir la base de los valores límite de emisión y otras condiciones del permiso destinadas a evitar o, cuando ello no sea practicable, reducir las emisiones y el impacto en el conjunto del medio ambiente”*<sup>334</sup>.

Por ello, en aras de que el gradual proceso de descarbonización termine resultando exitoso, las MTD se presentan como un instrumento jurídico de elevado interés; siempre que su configuración guarde conformidad con el principio de neutralidad tecnológica<sup>335</sup>.

---

<sup>333</sup> GUTIÉRREZ ALONSO, J.J., “La cláusula de las mejores técnicas disponibles... *op. cit.*, p. 644.

<sup>334</sup> El precepto citado se subdivide, a su vez, en los siguientes tres subapartados: *“También se entenderá por: a) Técnicas: la tecnología utilizada junto con la forma en que la instalación esté diseñada, construida, mantenida, explotada y paralizada; b) Técnicas disponibles: las técnicas desarrolladas a una escala que permita su aplicación en el contexto del sector industrial correspondiente, en condiciones económica y técnicamente viables, tomando en consideración los costes y los beneficios, tanto si las técnicas se utilizan o producen en el Estado miembro correspondiente como si no, siempre que el titular pueda tener acceso a ellas en condiciones razonables; c) Mejores: las técnicas más eficaces para alcanzar un alto nivel general de protección del medio ambiente en su conjunto”*.

<sup>335</sup> La filosofía de las MDT es similar a la subyacente en la limitación establecida sobre las emisiones procedentes de turismos y vehículos comerciales ligeros, antes mencionada; si bien es cierto que su naturaleza jurídica no es exactamente la misma. Mientras que estos límites se sitúan en el contexto de las libertades inherentes al mercado interior, las MDT traen causa de la Directiva 96/61/CE del Consejo, relativa a la prevención y al control integrado de la contaminación. El mecanismo para la aprobación de las MTD se realiza mediante un intercambio de información entre los distintos agentes implicados: industria, Administración de los diferentes Estados miembros y ONG’s medioambientales. La coordinación y redacción de estos trabajos la realiza el *IPPC Bureau*, organismo designado por la Comisión Europea dentro del Instituto de Prospectiva Tecnológica (IPTS) del *Joint Research Center (JRC)*, cuya sede está en Sevilla. El denominado “proceso de Sevilla” da como resultado los llamados *BREF* (*“BAT References Documents”*) o Documentos de Referencia Europeos sobre las Mejores Técnicas Disponibles. De los *BREFs* se extrae lo que se denomina Documento de Conclusiones sobre Mejores Técnicas Disponibles, documento donde se establece su descripción, la información para evaluar su aplicabilidad, los niveles de emisión asociados a las mejores técnicas disponibles, las monitorizaciones asociadas, los niveles de consumo asociados y, si procede, las medidas de rehabilitación del emplazamiento de que se trate. Estos Documentos son aprobados como decisiones de ejecución de la Comisión Europea y por tanto son de obligado cumplimiento por las instalaciones en un plazo de 4 años desde su entrada en vigor. Por ello, sería interesante que las MTD, con

Conformidad que, a nuestro juicio, implica compatibilidad. Por ello, en este singular aspecto no podemos compartir la opinión expresada por una corriente doctrinal según la cual la neutralidad tecnológica y las MTD despliegan sus efectos sobre el Derecho Administrativo en clave de conflicto al guardar esencias ideológicas contrapuestas. Para nosotros, por el contrario, neutralidad tecnológica y MTD son compatibles siempre que la segunda se aplique respetando la proyección de la primera; contexto en el que cobra especial relevancia que la neutralidad tecnológica tenga naturaleza jurídica de *principio* y las MTD de *criterio*.

Así pues, las MTD pueden resultar muy útiles en el proceso de descarbonización siempre que establezcan limitaciones sobre los valores máximos de las emisiones y no sobre el uso de concretas tecnologías: es decir, imponiendo obligaciones de resultado en materia de emisiones y ofreciendo para su cumplimiento libertad en la elección de los medios. De esta forma, las empresas y consumidores podrán optar libremente por una u otra tecnología; siendo un asunto de interés general y salud pública que todas ellas respeten los límites de emisiones previamente fijados.

En este sentido, las Consideraciones Generales de la Decisión de Ejecución (UE) 2018/1147 de la Comisión, de 10 de agosto de 2018, por la que se establecen las conclusiones sobre las MTD en el tratamiento de residuos, afirman que: *“Las técnicas enumeradas y descritas en las presentes conclusiones sobre las MTD no son prescriptivas ni exhaustivas. Pueden utilizarse otras técnicas si garantizan al menos un nivel equivalente de protección del medio ambiente”*. Quiere decirse, pues, que una interpretación de las MDT conforme con el principio de neutralidad tecnológica exigiría a esta técnica la inclusión en su ámbito objetivo, únicamente, del bien jurídico que interese proteger; no de los medios tecnológicos que sean empleados en el ejercicio de la actividad.

En suma, para la descarbonización del transporte la electrificación es una de las alternativas posibles; una muy relevante, pero no la única. Las nuevas tecnologías deben adaptarse a los diversos modos de transporte y no al revés. Si se fuerza la integración de una tecnología determinada en un ámbito donde sus prestaciones resultan inadecuadas,

---

su régimen jurídico actual, tuvieran una mayor incidencia sobre la industria del automóvil, más allá de los límites que puedan establecerse a las emisiones por motivo de la homologación de vehículos.

las inversiones habrán sido ineficientes; con el alto coste que ello conlleva. Las medidas de fomento que debe adoptar la Administración, por ende, no son de naturaleza financiera, sino regulatoria<sup>336</sup>. El mercado, guste más o menos, es normalmente el termómetro que señala en qué preciso momento comienza a interesar el uso de una concreta innovación tecnológica. Es por ello esencial que las empresas no encuentren obstáculos normativos para comercializar sus innovaciones y que las señales de precio terminen llegando a los consumidores sin distorsiones. Condiciones, ambas, que son con frecuencia inobservadas debido a uno de los principales *fallos del regulador*: la falta de información<sup>337</sup>.

#### **f) A modo de recapitulación**

Interesa finalizar compartiendo la reflexión que sobre la problemática hace la Comisión de Expertos en escenarios de Transición Energética, quienes entienden como un elemento esencial de la nueva regulación en materia de movilidad *“la incertidumbre asociada a los propios cambios tecnológicos”*. Como bien señalan, tales cambios *“no se producen de forma lineal en el tiempo, sino exponencial, y no se limitan, además, a las nuevas tecnologías de producción de electricidad, ya que implican también innovaciones en las infraestructuras, nuevos modelos de negocio, nuevos servicios y nuevas formas de participación por parte de los distintos agentes”*. Añaden que, *“en este contexto, no resulta fácil determinar el papel que desempeñarán algunas tecnologías limpias a lo largo de la transición energética. Por ejemplo, en el sector del transporte de pasajeros todo parece apuntar a que el vehículo eléctrico puro será la tecnología del futuro gracias al desarrollo de las baterías; sin embargo, durante la transición, otras opciones tecnológicas podrían resultar asimismo eficientes (como los coches híbridos o los vehículos que utilizan baterías de hidrógeno, GLP o gas natural). Lo mismo ocurre con el transporte de mercancías; surgen dudas sobre si será más eficiente la electrificación*

---

<sup>336</sup> Sirva de ejemplo como medida de fomento regulatoria la siguiente disposición contenida en el artículo 1 de la Directiva (UE) 2018/844 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, por la que se modifica la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios: *“En relación con los edificios residenciales nuevos y los edificios residenciales sujetos a reformas importantes con más de diez plazas de aparcamiento, los Estados miembros velarán por que las instalaciones de las canalizaciones, más concretamente, conductos para cables eléctricos, para cada plaza de aparcamiento permitan la instalación futura de puntos de recarga de vehículos eléctricos”*.

<sup>337</sup> Para profundizar sobre este fallo del regulador, *vid.* DE LA CRUZ FERRER, J., *Principios de regulación económica... op. cit.*, p. 177, donde comienza señalando que *“uno de problemas capitales de la teoría de la regulación consiste en que el regulador arranca con una carencia absoluta de información sobre los datos técnicos, económicos y sociales respecto de las actividades que pretenden regular”*.



*del ferrocarril (con todos los costes logísticos que ello conlleva), el transporte de vehículos pesados impulsados con gas natural o mediante baterías”.*

Por todo ello, extraemos las siguientes conclusiones:

- a) La Administración debe *estudiar* en profundidad la actividad que resulte objeto de regulación *antes de intervenir* en uno u otro sentido: en primer lugar, el grado de desarrollo tecnológico en el que se encuentra; en segundo lugar, el impacto -tanto el positivo como el negativo- que presentaría su implantación masiva en los ámbitos económico, geopolítico y sociológico; en tercer y último lugar, la ordenación jurídica sectorial que permita investigar y comercializar las innovaciones tecnológicas respetando, en todo caso, los derechos subjetivos de los consumidores, el principio de neutralidad tecnológica, así como el resto del ordenamiento. Sólo así podrán evitarse los problemas de desinformación a los que nos hemos referido recientemente: uno de los más preocupantes fallos del regulador.
- b) La clase de *intervención administrativa* elegida, como venimos advirtiendo desde el comienzo del presente trabajo doctoral, es fundamental para el devenir -positivo o negativo- de una sociedad. La Administración deberá combinar sabiamente unas y otras formas de actuación (ordenación, servicio público, fomento, sanciones...) a fin de configurar una *regulación equilibrada* que permita conjugar, en la medida de lo posible, las posiciones enfrentadas de los distintos colectivos desde la primacía del interés general -que deberá ser, en todo caso, concreto y motivado-<sup>338</sup>.

---

<sup>338</sup> En este sentido, José Ramón CHAVES GARCÍA apunta que “*el reto de la simplicidad es inexcusable y pasa por una triple exigencia: menor intervención administrativa, menos trámites y menos plazos*”. En cuanto a la primera exigencia, señala acertadamente lo siguiente: “*La ciudadanía se siente mayor de edad y repugna prohibiciones, órdenes y límites. Se reclama un papel de la Administración de estímulo y tinte claramente subsidiario, allí donde la iniciativa de la persona no puede llegar. No se trata solamente de las corrientes liberalizadoras impulsadas desde la Unión Europea, ni de los vientos de privatización, sino de algo más: una concepción de la Administración que sirve más cuando interviene menos, que garantiza los fines constitucionales cuando las libertades de los ciudadanos son incapaces para conseguirlos y que asume un papel de neutralidad activa, o sea, limitada a asegurar el ejercicio de derechos y libertades de forma armoniosa*” CHAVES GARCÍA, J. R., *Derecho Administrativo mínimo*, Amarante, Salamanca, 2020, p. 76.

- c) En lo referido a la movilidad sostenible, se observa que la *incertidumbre tecnológica* es un factor que debe condicionar de manera determinante su ordenación jurídica. La Administración, con frecuencia, desea subsanar las barreras económicas que las incipientes tecnologías puedan encontrar en su ansiado despliegue a gran escala subvencionándolas; subsanación producida a través de una intensa actividad de fomento que necesita de elevadas dotaciones presupuestarias. La incertidumbre tecnológica, sin embargo, es un hecho que aconseja lo contrario. Realizar grandes inversiones con dinero público en infraestructuras que en el futuro podrían ser infrautilizadas, resulta sumamente peligroso. Las malas decisiones gubernamentales se tratan de camuflar, una vez se demuestra que el efecto logrado es diametralmente opuesto al pretendido, con creaciones conceptuales tan descaradas como el *riesgo regulatorio*; cuando, lo verdaderamente arriesgado, es que se fomente en desmedida aquello que no se conoce. En realidad, no debe ser observado como grave la promoción gradual de las innovaciones cuyas ventajas e inconvenientes han sido bien definidos ni el fomento de la investigación -tanto de la básica como de la aplicada-, sino la falta de estudio y planificación que deriva en cambios regulatorios desproporcionados sin indemnización a ellos aparejada ni asunción alguna de responsabilidad.

Las conclusiones anteriores nos hacen pensar que la mejor transición energética no es la que dura menos tiempo, sino la que menos defectos tiene. Es tan grave obstaculizar deliberadamente la transición como tratar de acelerarla generando desequilibrios de difícil o imposible reparación. Por ello, guarda mayor importancia que se tenga claro el *cómo* que el *cuándo*.



## **TERCERA PARTE**

### **LA CLAVE DE BÓVEDA ES EL AUTOCONSUMO ELÉCTRICO**



## CAPÍTULO V. LA CONSIDERACIÓN JURÍDICA DEL AUTOCONSUMO

### 1. Delimitación conceptual

#### A) Nota preliminar de carácter lingüístico sobre el porqué de los términos seleccionados para la descripción de dos nuevas realidades: la generación distribuida y el autoconsumo de energía eléctrica

En los últimos tiempos se han empleado de forma indistinta expresiones diferentes para denominar dos realidades estrechamente vinculadas. Existen, no obstante, matices conceptuales que recomiendan una breve explicación preliminar.

La expresión *generación distribuida* es la más utilizada cuando se hace referencia a una nueva manera de producir energía eléctrica en la que la instalación productora se encuentra en un lugar muy próximo al punto de consumo. Con ello, y siguiendo el hilo argumental del presente estudio, se trata de dar nombre a un cambio de paradigma; pues, el concepto no sólo abarca el suministro de electricidad con *autoconsumo*, sino que, además, trae consigo un nuevo modelo de negocio capaz de conectar multitud de recursos energéticos mediante la denominada *agregación* de la demanda. Por esta razón, también se conoce a este incipiente modelo como *generación descentralizada* o *dispersa*.

Aunque con frecuencia se dote de un significado equivalente a estas expresiones (*distribuida*, *descentralizada*, *dispersa*, etc.), no guardan desde un punto de vista técnico una relación de sinonimia. No obstante, resulta natural que, al tratarse de un escenario extremadamente novedoso, sean varias las denominaciones que reciba hasta que una de ellas se consolide. A este respecto debemos señalar que, en el plano normativo, se ha empleado de forma mayoritaria la expresión *generación distribuida*; razón por la cual hemos decidido hacer uso de ella a lo largo de este trabajo doctoral<sup>339</sup>.

---

<sup>339</sup> En concreto, es la expresión que recoge tanto el Real Decreto 900/2015 como el Real Decreto 244/2019, tratándose de las normas que han regulado (la primera) y regulan (la segunda) las condiciones técnicas, administrativas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

De igual manera sucede con el *autoconsumo*, ya que pueden encontrarse términos como *autoproducción* o *prosumidor* para referirse a la misma actividad<sup>340</sup>.

Significando *auto-* (del griego *αὐτο-*) “*por uno mismo*”, debe entenderse por *autoconsumo de electricidad* la generación de energía eléctrica por una persona física o jurídica para satisfacer sus propias necesidades de consumo.

Conviene recordar, no obstante, que al tratarse de un tecnicismo resulta complejo identificar el significado exacto de cada término; motivo por el cual será más apropiado el uso de uno u otro en virtud del momento histórico en el que se utilice. Por esta razón puede comprenderse que un mismo hecho se denominara *autoproducción* en el artículo 9.1.b) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y *autoconsumo* en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

En este sentido, consideramos oportuno usar el término *autoconsumo* en lugar de *autoproducción* por dos razones: la primera, porque las normas que actualmente regulan la actividad (Ley 24/2013 y Real Decreto 244/2019) hacen referencia al *autoconsumo*; y, la segunda, porque el régimen jurídico al que acabamos de aludir contempla dos tipos de autoconsumo, con y sin excedentes, existiendo en el primero dos sujetos (consumidor y productor) y en el segundo sólo uno (consumidor). Esta última razón, probablemente, fuera el motivo por el cual se utilizaba *autoproducción* en la Ley 54/1997 y *autoconsumo* en la Ley 24/2013; puesto que, hasta fechas muy recientes, el autoconsumo se daba principalmente en un entorno industrial en el que el consumidor siempre reunía, a su vez, la condición de productor.

Por ello, en el actual contexto entendemos que *autoconsumo* es la denominación más apropiada, pues guarda un significado que incluye a las dos modalidades previstas

---

<sup>340</sup> *Prosumidor* es un anglicismo de reciente utilización que proviene del término inglés *prosumer*. Según el *Cambridge Dictionary* (<https://dictionary.cambridge.org/dictionary/english/prosumer>) su formación es el resultado de sumar las palabras *producer* y *consumer*. En este punto, no obstante, cabe matizar que el término *prosumer* guarda una mayor aceptación en el contexto estadounidense que en el europeo. De hecho, puede observarse cómo la Oficina de Eficiencia Energética y Energías Renovables, dependiente del Departamento de Energía de los Estados Unidos de América habla del *prosumer* en contraposición al *consumer* (<https://www.energy.gov/eere/articles/consumer-vs-prosumer-whats-difference>). Mientras, la Directiva 2018/2001/ (en su versión inglesa), utiliza en su artículo 2, dedicado a definiciones, la expresión *renewable self-consumer*.

en la correspondiente regulación, mientras que, si se empleara *autoproducción*, se estaría excluyendo la modalidad sin excedentes.

Una vez sentado lo anterior, conviene señalar asimismo que en el desarrollo del presente trabajo hemos optado por utilizar las expresiones *generación distribuida* y *autoconsumo de energía eléctrica* por ser las que utiliza mayoritariamente la doctrina y las recogidas en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

## **B) Definición legal de autoconsumo**

El *autoconsumo*, de acuerdo con el Diccionario de la Real Academia Española (en lo sucesivo, RAE), se define como el “*consumo de bienes o recursos, especialmente agrarios, por parte de quien los produce*”. Debe añadirse que se trata de la única entrada o acepción que el Diccionario contempla para la palabra *autoconsumo*; debe descartarse, por lo tanto, que sea un término polisémico.

Interesa, a efectos del presente estudio, la referencia que el Diccionario realiza al consumo de bienes y recursos por parte de quien los produce; pues se trata de un hecho que, con mayor o menor intensidad, también se da en sectores distintos al agrario.

En lo referente a la electricidad, debe advertirse que, en un primer momento<sup>341</sup>, se consideraba que debía tener la naturaleza jurídica de *cosa mueble*<sup>342</sup>. Siguiendo a Manuel ALBALADEJO, en nuestro Derecho cabe aceptar un concepto amplio de cosa en el que se incluya la energía eléctrica; con independencia de que las energías no sean cosas en

---

<sup>341</sup> “Significativo es, en este punto, cómo la jurisprudencia española consideró inicialmente que la electricidad merecía el concepto legal de cosa mueble y que su aprovechamiento ilegítimo constituye delito de hurto (Sentencias de la Sala de lo Criminal de 30 de enero de 1891, 1 de abril de 1897, 24 de abril y 30 de octubre de 1909, 16 de abril de 1912, entre otras), si bien, y ello no es baladí a los efectos de la naturaleza jurídica de la electricidad, se ha modificado esa dirección dado que el legislador a partir del Texto Refundido del Código Penal de 1963, dedicó un nuevo tipo penal para su aprovechamiento ilegítimo denominándolo defraudación del fluido eléctrico y análogos. Recientemente ha confirmado esa dirección la Ley Orgánica 10/1995, de 23 de noviembre, del Código Penal”. SÁNCHEZ HERNÁNDEZ, Á., “El contrato de suministro de energía eléctrica”, *Boletín de la Facultad de Derecho de la UNED*, núm. 10-11 (1996), pp. 171-172.

<sup>342</sup> “Interesa también precisar si la noción de bien es idéntica a la noción de cosa, ya que el Código Civil habla indistintamente de bienes y cosas (cfr. arts. 333, 338, 1.271 y 1.936). Por lo que respecta a esta última cuestión, no parece que desde el punto de vista del Código Civil pueda afirmarse que existe una distinción entre cosa y bienes” DÍEZ-PICAZO, L. y GULLÓN, A., *El Sistema de Derecho Civil*, Vol. I, Tecnos, Madrid, 2015, p. 384.



sentido estricto, sino otros objetos de derecho a los que, con ciertos límites, quepa aplicarles iguales normas jurídicas que a las *cosas corporales*<sup>343</sup>. Posición distinta es la defendida por Luis DÍEZ-PICAZO y Antonio GULLÓN, quienes entienden que *las energías* deben ubicarse en una categoría singular, diferenciándolas así de las cosas y los derechos: en remisión, por ende, a la categoría de los *bienes inmateriales*<sup>344</sup>. En definitiva, sea la electricidad bien mueble o inmateral, parece claro que merece la consideración de *bien*; no solamente en sentido amplio, también desde una interpretación estrictamente jurídica<sup>345</sup>.

Centrando ahora la atención en el sector eléctrico, son diversas las aproximaciones conceptuales que pueden encontrarse en relación con el *autoconsumo*; partiéndose, en todas ellas, de la electricidad como bien producido a pequeña escala para el propio uso y disfrute.

En este sentido, la Agencia Internacional de la Energía<sup>346</sup> (AIE) señala que el neologismo *autoconsumidor* (en inglés *prosumer*) se refiere al consumidor de electricidad que produce este bien a fin de satisfacer su propio consumo; contemplándose, además, la posibilidad de verter a la red la energía eléctrica excedentaria. Añade, al respecto, que el término *prosumer* lo empleará de forma equivalente a la expresión *titular de instalación fotovoltaica* (en inglés *PV system owner*).

---

<sup>343</sup> Cfr. ALBALADEJO, M., *Derecho Civil I, Introducción y Parte General, Vol. II*, Bosch, Barcelona, 1991, p. 85.

<sup>344</sup> Aclaran al respecto que las energías halladas en la naturaleza (solar, térmica, nuclear, etc.) se convierten en bienes en el sentido jurídico cuando el hombre las utiliza y explota por los procedimientos que descubre o inventa, porque es cuando producen utilidad para el mismo; constituyendo los bienes inmateriales, por lo tanto, una categoría que tiende a extenderse a medida que el progreso técnico avanza. Cfr. DÍEZ-PICAZO, L. y GULLÓN, A., *El Sistema de Derecho Civil, Vol. I... op. cit.*, p. 385.

<sup>345</sup> Consideración que guarda relevancia, principalmente, a efectos jurídico-tributarios. En esta perspectiva, obsérvese cómo el artículo 15 de la Directiva 2006/112/CE del Consejo, de 28 de noviembre, relativa al sistema común del Impuesto sobre el Valor Añadido, dispone que “*se asimilarán a bienes corporales: la electricidad, el gas, el calor, el frío y cosas similares*”.

<sup>346</sup> La Agencia Internacional de la Energía (AIE), fundada en 1974, es un organismo internacional creado por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) tras la crisis del petróleo de 1973. Tiene asignada como principal misión coordinar las políticas energéticas de sus treinta Estados miembros, así como elaborar respuestas comunes ante crisis energéticas de alcance internacional. En este sentido, sus cuatro principales áreas de actuación son: la seguridad energética, el desarrollo económico, la concienciación medioambiental y el compromiso mundial por el desarrollo sostenible (especialmente en el caso de las economías emergentes).

Es relevante, asimismo, la diferencia que establece entre *autoconsumo* (en inglés *self-consumption*) y *autosuficiencia* (en inglés *self-sufficiency*): considerando que el porcentaje de autoconsumo indica el uso local de energía eléctrica fotovoltaica, mientras que el nivel de autosuficiencia da cuenta sobre en qué medida la potencia instalada con tecnología fotovoltaica puede llegar a cubrir la demanda eléctrica de la zona en la que se encuentre ubicada<sup>347</sup>.

El Consejo Económico y Social de España, por su parte, expone los siguiente<sup>348</sup>:

*“En un sentido estricto, se entiende por autoconsumo la capacidad que tiene un consumidor de generar electricidad para autoabastecerse. Esta solución es generalmente adoptada en las zonas remotas sin servicio de electricidad. Sin embargo, el autoconsumo surge, en la actualidad, como una opción para muchos otros consumidores de electricidad, que se complementaría, además, con el acceso a la red eléctrica convencional. En este contexto se empieza a hablar de generación distribuida y autoconsumo, que se convierten en un elemento activo para la transición energética.”*

No obstante, aun tratándose de proposiciones que guardan notable interés, resulta necesaria una definición legal que establezca en qué consiste el *autoconsumo de energía eléctrica* a efectos jurídicos<sup>349</sup>. Una tarea cuya necesidad nace, a pesar de su dificultad, en respuesta a la seguridad jurídica como principio general del Derecho<sup>350</sup>.

Puede encontrarse, a este respecto, una definición normativa de *autoconsumidor de energías renovables* para todos los Estados miembros de la Unión Europea en el

---

<sup>347</sup> MASSON, G. et al.: “A methodology for the analysis of PV self-consumption policies”, *Photovoltaic Power Systems Programme (International Energy Agency)*, 2016.

<sup>348</sup> Informe elaborado por el Consejo Económico y Social sobre “El Sector Eléctrico en España” (2017), p. 86.

<sup>349</sup> Se trata de una crítica similar a la realizada por Miguel Ángel MARTÍNEZ-AROCA, presidente de la Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica (ANPIER), en relación con el concepto de *generación distribuida*. Tras exponer algunas de las aproximaciones conceptuales formuladas por diferentes organizaciones nacionales e internacionales, el autor advierte sobre la ausencia de una definición normativa al respecto. Cfr. MARTÍNEZ-AROCA, M.Á., “La industria de la generación distribuida”, en DELGADO PIQUERAS, F., *El Derecho de las energías renovables y el regadío*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2018, p.425.

<sup>350</sup> Vid. Discurso leído el día 8 de febrero de 1999 en su recepción pública como académico de número, por el Excmo. Sr. D. Landelino LAVILLA ALSINA, titulado *Seguridad jurídica y función del Derecho*, contestado por el Excmo. Sr. D. Eduardo GARCÍA DE ENTERRÍA, Real Academia de Jurisprudencia y Legislación, Madrid, 1999.

artículo 2.14 de la Directiva 2018/2001/UE relativa al fomento del uso de energías renovables:

*“Un consumidor final que opera en su local situado dentro de un espacio delimitado o, cuando lo permita el Estado miembro, en otros locales, que genera electricidad renovable para su propio consumo y que puede almacenar o vender electricidad renovable autogenerada, siempre y cuando, en el caso de los autoconsumidores de energías renovables que no sean hogares, dichas actividades no constituyan su principal actividad comercial o profesional.”*

Nótese que la Directiva asocia la actividad de manera exclusiva con las fuentes de energía renovables. Asociación que resulta natural, no sólo porque las fuentes de energía fósiles quedan fuera de su ámbito objetivo, también por el papel central que juegan las energías renovables en el proceso de descarbonización de la economía.

Sin embargo, el factor *renovable* no ha sido incorporado por nuestro ordenamiento jurídico, de momento, en la definición legal de *autoconsumo*. De tal modo que, a los efectos del artículo 9.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, se entenderá por autoconsumo *“el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos”*.

Esta redacción fue incorporada por el artículo 18 del Real Decreto-ley 15/2018 en reemplazo de la original; en ella se establecía que el *autoconsumo* consistía en *“el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor”*. Reforma cuyo principal objetivo fue, como así se indica en la parte expositiva de la norma, el reconocimiento del derecho a *autoconsumir electricidad colectivamente* por parte de dos o más consumidores como uno de los principios rectores de la actividad.

El derogado Real Decreto 900/2015, por su parte, no incluía en su artículo 3.1 (que lleva por rúbrica *definiciones*) un apartado relativo al *autoconsumo* en sentido estricto; lo cual resulta razonable, puesto que podría generar cierta inseguridad jurídica que una misma actividad fuera definida de distinta forma en la ley sectorial y en el

reglamento de desarrollo. Por esta misma razón, el vigente Real Decreto 244/2019 se remite en su artículo 3.1) a la definición de *autoconsumo* ofrecida por el artículo 9.1 de la Ley 24/2013.

Finalizamos este planteamiento conceptual compartiendo una reflexión recogida en la Exposición de Motivos del Real Decreto 900/2015 que, a nuestro juicio, delimita con meridiana claridad la actividad a la que venimos aludiendo:

*“El concepto de autoconsumo abarca un completo abanico de modalidades de consumo de energía generada a nivel local procedente de instalaciones de generación conectadas en el interior de la red del consumidor o a través de una línea directa, bien con consumo total de dicha energía o con existencia de excedentes de la instalación de producción que pudieran verterse a las redes.”*

### **C) El concepto de autoconsumo en la jurisprudencia**

Comenzando por el Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE), cabe decir que los escasos pronunciamientos habidos hasta la fecha en materia de autoconsumo de energía eléctrica impiden que se haya podido consolidar una doctrina jurisprudencial al respecto. Pueden extraerse, a pesar de ello, algunas conclusiones.

En primer lugar, el TJUE considera que el autoconsumo de energía eléctrica *con excedentes* queda comprendido en el concepto de *actividades económicas*<sup>351</sup>. A estos efectos resulta de capital importancia, como ya se dijera *supra*, el ejercicio de ficción jurídica que implica la consideración de la electricidad como un *bien* (ya sea corporal o incorporeal).

Asimismo, el TJUE reconoce implícitamente la posibilidad de que la electricidad generada en la actividad de autoconsumo provenga de fuentes de energía fósiles. Se trata de un asunto en el que una central de ciclo combinado produce electricidad utilizando gas natural (y, en su caso, gasóleo)<sup>352</sup>. En el funcionamiento interno de la central se consume

---

<sup>351</sup> STJUE (Sala Segunda), de 20 de junio de 2013, en el asunto C-219/12, caso Finanzamt Freistadt Rohrbach Urfahr c. Thomas Fuchs, sobre el autoconsumo eléctrico y su posible consideración como actividad económica.

<sup>352</sup> STJUE (Sala Primera), de 27 de junio de 2018, en el asunto C-90/17, caso Turbogás - Produtora Energética, S.A. c. Autoridade Tributária e Aduaneira, en la que se contempla el autoconsumo de electricidad generada a partir de fuentes de energía fósiles.

una pequeña parte de la electricidad producida por la instalación, proporción a la cual se refiere el TJUE en la sentencia como “*cantidades de electricidad autoconsumidas*”. Esto no quiere decir que la Unión Europea fomente el autoconsumo de electricidad a partir de fuentes de energía fósiles; nada más lejos. Significa que, siendo el autoconsumo eléctrico a partir de energías renovables el más oportuno en el proceso de descarbonización de la economía, aún existen importantes centrales<sup>353</sup> en la generación eléctrica a gran escala que consumen parte de la electricidad producida para su propio funcionamiento y, en consecuencia, puede considerarse que autoconsumen; aunque, en buena lógica, no se les pueda aplicar igual régimen jurídico que a los autoconsumidores que generan electricidad con fuentes renovables mediante pequeñas instalaciones.

Por último, merece ser nombrado un asunto en el que se produce un contraste conceptual entre las instalaciones eólicas con fines comerciales y los aerogeneradores destinados al autoconsumo de electricidad<sup>354</sup>. Pese a que el TJUE no se pronuncia sobre la cuestión, el Abogado General es explícito en sus conclusiones al realizar la siguiente consideración sobre el objeto del litigio en el procedimiento principal: “*según se desprende de la petición de decisión prejudicial, Eolica di Altamura adquirió los derechos relativos a la instalación de un parque eólico no destinado al autoconsumo (es decir, para producir energía eléctrica con fines comerciales)*”. En atención a lo cual se debería descartar la finalidad comercial del autoconsumo eléctrico. Recuérdese que, en este punto, la Directiva 2018/2001/UE establece que el autoconsumo, fuera del ámbito doméstico, no constituirá la actividad comercial o profesional principal del empresario; pues, en caso contrario, debería considerarse proveedor de energía.

El Tribunal Constitucional (TC), por su parte, se ha encargado principalmente de enjuiciar la conformidad de la normativa reguladora del autoconsumo de energía eléctrica con el orden constitucional de distribución de competencias; cuestión que se estudiará con el debido detenimiento en el presente capítulo *in fine*. No obstante, debemos traer a

---

<sup>353</sup> La central de ciclo combinado que protagoniza el caso cuenta con una capacidad de 990 MW y representa alrededor del 9 % de la energía producida en Portugal.

<sup>354</sup> STJUE (Sala Primera), de 20 de julio de 2011, en el asunto C-2/10, caso Azienda Agro-Zootecnica Franchini Srl, Eolica di Altamura Srl c. Regione Puglia, sobre el autoconsumo eléctrico y su posible consideración como actividad económica, sobre la prohibición de instalar aerogeneradores no destinados al autoconsumo en los lugares que forman parte de la red ecológica “Natura 2000”. Conclusiones del Abogado General, Sr. Ján Mazák, presentadas el 14 de abril de 2011.

colación la siguiente reflexión del TC en torno a la configuración teórica del autoconsumo eléctrico como actividad.

En palabras expresadas por el más alto intérprete constitucional, la regulación contenida en el artículo 9 de la Ley 24/2013 *“persigue integrar este modo de producción y consumo de electricidad en el sistema eléctrico, así como prever el establecimiento por vía reglamentaria de un régimen económico de las distintas modalidades de autoconsumo, determinando la contribución de la energía autoconsumida a la cobertura de los costes y servicios del sistema eléctrico”*<sup>355</sup>.

Se trata de una observación que guarda interés, dado que, como bien señala, la integración del autoconsumo en el sistema eléctrico resulta de capital importancia para la correcta evolución del mismo. En un futuro escenario en el que la generación distribuida adquiera mayor importancia cuantitativa, el alcance del autoconsumo eléctrico se elevará de manera exponencial. Por este motivo, resulta esencial la comprensión del autoconsumo en el Título II de la Ley 24/2013, relativo a la *“ordenación del suministro”*.

Asimismo, debe señalarse que la segunda cuestión a la que hace referencia el TC constituye, indudablemente, uno de los asuntos más controvertidos en relación con el autoconsumo: la contribución de la energía autoconsumida a la cobertura de los costes y servicios del sistema eléctrico. Tema que nos llevará a estudiar, en el Capítulo VIII de esta tesis doctoral, el diseño tarifario del sistema eléctrico en su conjunto, así como la medida en que el autoconsumidor contribuye a su financiación.

Finalmente, el Tribunal Supremo (TS) ha dictado, en materia de autoconsumo, sentencias de elevada trascendencia. Pese a ello, señalaremos a continuación únicamente aquellas que ayuden a determinar su marco conceptual. Los demás pronunciamientos se citarán, según corresponda, cuando hagamos referencia -en los próximos apartados- a particulares aspectos del autoconsumo eléctrico.

De igual modo que el TJUE en el caso *Turbogás*, el TS alude de forma implícita en uno de sus pronunciamientos a la existencia de autoconsumo a partir de fuentes de

---

<sup>355</sup> STC (Pleno), núm. 60/2016, de 1 de diciembre, FJ 3º, sobre distribución de competencias en materia de autoconsumo eléctrico. Balance neto. Instalaciones aisladas. Región de Murcia.

energía fósiles<sup>356</sup>. La sentencia se remite en los antecedentes de hecho a un informe que define la actividad como *“el consumo por la propia planta de la energía eléctrica necesaria para hacer funcionar los sistemas, maquinaria y equipos auxiliares, y que, por tanto, no puede ser vendida”*. Concepto que, distanciándose sustancialmente respecto del utilizado en un entorno de generación distribuida, sirve para reconocer una de las aplicaciones del autoconsumo en el ámbito industrial<sup>357</sup>.

Además, el TS realiza una aclaración que, conceptualmente, resulta valiosa<sup>358</sup>. Versa sobre la definición de *consumidor asociado*, figura que recogía el artículo 3.1.b) del derogado Real Decreto 900/2015. Por ello, entendemos conveniente reproducir a continuación dicha definición en los términos literales que contenía la norma:

*“Consumidor en un punto de suministro o instalación que comparte infraestructuras de conexión con la red de transporte o distribución con un productor o que está unido a éste por una línea directa o que tiene conectada en su red interior una instalación de producción inscrita en el Registro administrativo de instalaciones de producción, consume o no energía procedente de dicha instalación de producción.”*

Precisa el TS que, para considerar la existencia de un supuesto de autoconsumo, se requiere, tal y como establece el artículo 9 de la Ley 24/2013, que se produzca *“el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor”*. En este punto, es relevante la precisión que añade: *“solo existirá autoconsumo cuando, además de compartir infraestructuras con un productor, se utilice parte de la energía producida por éste y, sin embargo, tan solo estaremos ante un supuesto de consumidor asociado cuando se compartan infraestructuras, pero la energía que se consume procede directamente de la red*

---

<sup>356</sup> STS (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª), núm. 2040/2017, de 20 de diciembre. Recurso interpuesto frente al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y la Orden IET/1045/2014.

<sup>357</sup> En concreto, se alude a una prueba pericial, aportada por la parte recurrente, consistente en un informe emitido por una ingeniera industrial y un economista en el que se pone de manifiesto la falta de correspondencia de los parámetros fijados en la Orden IET/1045/2014 con la verdadera situación de las plantas de tratamiento de purines. En ella se argumenta que los autoconsumos reales de las instalaciones son sistemáticamente superiores a los asignados en la norma impugnada, reflejándose en los parámetros, como consecuencia, una venta al mercado de electricidad mayor a la real.

<sup>358</sup> STS (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª), núm. 679/2018, de 25 de abril. Recurso interpuesto contra el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre. Infraestructuras de conexión a la red. Consumidor asociado. Disposición adicional octava del Real Decreto 900/2015.

*general*”. De definitiva, el TS rechaza que *autoconsumidor* y *consumidor asociado* puedan considerarse términos equivalentes.

En último lugar, debe observarse una cuestión relativa a las bases conceptuales del autoconsumo eléctrico que, de igual modo, fue planteada ante el Tribunal Supremo: nos referimos al carácter imperativo de su régimen jurídico<sup>359</sup>.

En opinión de la empresa recurrente *“el artículo 9 la Ley del Sector Eléctrico no configura el régimen de autoconsumo como obligatorio y se apoya en el apartado 2 de dicho precepto, que somete a toda instalación total o parcialmente conectada al sistema eléctrico «a las obligaciones y derechos previstos en la presente ley y en su normativa de desarrollo»”. A su juicio, “la Ley impone a toda instalación conectada al sistema y, por tanto, a los esquemas de generación distribuida a someterse, no al régimen especial de autoconsumo, sino en general al régimen del sector eléctrico contemplado en la Ley”*.

Lo que perturba a la recurrente es, en suma, que *“las instalaciones existentes de generación distribuida y los titulares de esquemas que tengan la condición de autoconsumo hayan de adaptar necesariamente sus instalaciones a las condiciones previstas en el Real Decreto 900/2015”*.

El TS, en respuesta, sentencia que *“el sometimiento a la Ley del Sector eléctrico de las instalaciones de autoconsumo contempladas en el apartado 1 del artículo 9 y conectadas total o parcialmente a la red, no es sólo genérico a la Ley, sino precisa y específicamente al citado precepto y a su normativa de desarrollo -constituida por el Real Decreto impugnado-. Se trata de un régimen regulatorio para tales instalaciones que se les aplica de manera imperativa de conformidad con su propia naturaleza y finalidad”*.

En efecto, resultaría jurídicamente difícil de comprender que la aplicación del Real Decreto 900/2015 (y, en la actualidad, del Real Decreto 244/2019) se ubicara al margen de la normativa que desarrolla la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Tanto es así que, el artículo 1 del propio Real Decreto, reconoce lo siguiente: *“tiene por objeto el establecimiento de las condiciones administrativas, técnicas y*

---

<sup>359</sup> STS (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª), núm. 1357/2018, de 24 de julio. Recurso interpuesto contra el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre. Régimen jurídico del autoconsumo eléctrico: carácter imperativo. Arbitrariedad de los poderes públicos.



*económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico”.*

Conviene advertir, no obstante, que no todo el régimen jurídico del autoconsumo eléctrico es imperativo; pues, algunas de las disposiciones generales que lo integran, realizan una función de incentivo o fomento. Esta excepción puede hallarse en lo que Norberto BOBBIO denominó la *función promocional del Derecho*. Como es sabido, el ordenamiento jurídico incentiva la realización de determinadas conductas mediante sanciones positivas; es decir, premiándolas. Se deduce, por ende, que si el sujeto cumple con lo dispuesto en la norma promocional obtendrá los beneficios que en ella se establezcan. Si, por el contrario, no es esa su voluntad, su situación jurídica se verá inalterada<sup>360</sup>. Es importante señalar que, pese a ello, aquellas normas con una finalidad promocional o de fomento poseen una imperatividad mediata, pues solamente cabe interpretarlas en relación con las normas cuya obligatoriedad sí es visible *prima facie*.

Esta explicación se ilustra claramente con la siguiente comparación. Para una empresa que disponga de instalaciones adecuadas para el autoconsumo, conectadas total o parcialmente a la red, será obligatorio el cumplimiento de las previsiones recogidas por la Ley 24/2013 y el Real Decreto 244/2019; dado que se trata de la normativa básica ordenadora de la actividad. Una normativa cuya finalidad es, como ya recordara el propio Tribunal Constitucional, integrar este modo de producir y consumir electricidad en el sistema eléctrico. Mientras que, la misma empresa, tendrá la facultad de acogerse o no, según considere, a las ayudas que pudiera convocar la Administración para el fomento del autoconsumo<sup>361</sup>.

Es relevante, en fin, que se comprenda la distinción entre la ordenación jurídica del sistema eléctrico, de carácter *imperativo*, y el fomento de determinadas tecnologías con implicaciones energéticas, de carácter *dispositivo*.

---

<sup>360</sup> Vid. SEGURA ORTEGA, M., “La imperatividad del Derecho”, *Anuario de Filosofía del Derecho*, núm. 12 (1995), pp. 337-346.

<sup>361</sup> V. gr. Acuerdo, de 10 de julio de 2018, del Consejo de Gobierno, por el que se establece el procedimiento de concesión directa de ayudas para el fomento del autoconsumo energético en las empresas industriales de la Comunidad de Madrid. B.O.C.M., núm. 170, p. 67 y ss.

## 2. Fundamento histórico de la intervención administrativa en el sector eléctrico

### A) El suministro eléctrico como servicio público: una prestación entre lo público y lo privado

La electricidad llegó a España, a finales del siglo XIX, teniendo como principal uso la iluminación<sup>362</sup>. El suministro eléctrico, sin embargo, no se prestaba conforme a un modelo de servicio público; pues, en virtud del principio de libertad industrial propio de la etapa decimonónica, su prestación descansó en la iniciativa privada<sup>363</sup> -sin perjuicio, claro está, del sometimiento por parte de las empresas suministradoras a ciertas normas de policía administrativa<sup>364</sup>-.

El Real Decreto-Ley de 12 de abril de 1924, fue la norma que otorgó por vez primera la condición de servicio público al suministro eléctrico<sup>365</sup>. Siguiendo a Santiago MUÑOZ MACHADO, la configuración del servicio contemplada en el Decreto de 1924 (la República rebajaría después su rango a reglamento) obligaba a la prestación regular del suministro y suponía el sometimiento a un régimen de tarifas públicas, así como a la

---

<sup>362</sup> “Entre 1880 y 1901 se transitó en España desde el uso ocasional de arcos voltaicos a la constitución en Bilbao de la primera gran empresa hidroeléctrica, la Hidroeléctrica Ibérica, a iniciativa del Banco de Vizcaya y promovida por un grupo de empresarios e ingenieros ambiciosos y clarividentes que perseguían sentar las bases de un proyecto de electrificación peninsular. (...) En todo caso, la iluminación constituía en 1901 casi el 70 % de la electricidad consumida en España, incluidas las pérdidas, y esta partida no fue superada por los usos industriales hasta el transcurso de la I Guerra Mundial.” BARTOLOMÉ RODRÍGUEZ, I., “La industria eléctrica en España (1890-1936)”, *Estudios de Historia Económica (Banco de España)*, núm. 50 (2007), p.37.

<sup>363</sup> Principio que informó con nitidez el Decreto de 12 de enero de 1951. Esta norma sentó las bases jurídicas del sector hasta el año 1984, respetando la iniciativa privada que impulsó a la industria eléctrica desde sus orígenes. Del citado Decreto destaca, sobre los demás, el siguiente párrafo: “Siendo la industria eléctrica una de las actividades en las que la coordinación de los medios de producción y la concentración de redes y sistemas presenta mayores ventajas en los órdenes técnico y económico —siendo ésta la finalidad que invocan los países que han procedido a nacionalizar este servicio—, el Estado, que propugna y mantiene los principios generales de defensa de la iniciativa privada, ha de proceder en tal forma que, por medio de regulaciones y unificaciones como las que por este Decreto se establecen, se produzcan, en beneficio de los consumidores, resultados similares a los que se obtendrían por una concentración en una sola mano de los medios de producción”.

<sup>364</sup> “En España, en cambio, el suministro eléctrico descansó en la iniciativa privada, que, aparte de su participación en el alumbrado público urbano, solo colisionaba con la Administración en la provisión de permisos para el tendido de líneas eléctricas —apertura de zanjas para las subterráneas y fijación de postes para las aéreas—. Y la disposición con rango de Ley sobre servidumbre de paso eléctrica fue muy temprana, de 1901, estableciendo un régimen sumamente liberal para las compañías españolas” *Ibidem*, p.41. Cabe señalar, asimismo, que la electricidad, generada de forma mayoritaria mediante saltos de agua, obedecía a un sistema concesional casuístico; es decir, en virtud del caudal y de la potencia de cada aprovechamiento, se establecía una concesión administrativa para cada salto.

<sup>365</sup> Pese a la declaración de servicio público, en la mayoría de las ciudades españolas se establecerían monopolios de carácter privado en la fase de distribución; siendo el Ayuntamiento de Bilbao la excepción más notable.

actividad administrativa de supervisión<sup>366</sup>. Sin embargo, recuerda el autor que no había en el texto ninguna pretensión de sacar el suministro del control de las empresas privadas. Quiere decirse que, a diferencia de lo sucedido respecto de otros servicios, el Decreto de 1924 no transformó el suministro de electricidad en una actividad de titularidad pública.

Eran tiempos en los que no existía un sector eléctrico unificado. El territorio nacional se dividía, a efectos de generación y distribución, en diferentes *zonas eléctricas*, en cada una de las cuales había una compañía que operaba en régimen de monopolio verticalmente integrado<sup>367</sup>. La Guerra Civil, sin embargo, provocó la aparición de restricciones eléctricas, lo que hizo necesario integrar las actuaciones aisladas e inconexas de las diferentes empresas en un verdadero *sistema eléctrico* con el fin de intensificar su eficiencia.

La respuesta a esa necesidad vino dada por la creación, en 1944, de Unidad Eléctrica S.A. (en adelante, UNESA)<sup>368</sup>. De forma que, gracias a las labores de operación realizadas entonces por la patronal UNESA<sup>369</sup>, pudieron conectarse los diversos sistemas regionales; evitando así alternativas como la nacionalización del sector eléctrico (según el modelo de *publicatio* total del servicio<sup>370</sup> que ofrecían en esta materia Francia, Inglaterra y Bélgica).

---

<sup>366</sup> “Explica esta norma las razones básicas por las que es precisa una intervención pública en el sector, que cifra en las necesidades de la vida moderna, las exigencias de la industria, la regularidad del servicio y la utilización de terrenos de dominio público para las instalaciones. Para justificar la intervención pública, el artículo 1.1 del Decreto declara servicio público el suministro de energía.” MUÑOZ MACHADO, S., “Introducción al sector energético: regulación pública y libre competencia”, en VV.AA., *Derecho de la Regulación Económica, Vol. III, Sector Energético, Tomo I*, Iustel, Madrid, 2009, p.19.

<sup>367</sup> TARLEA, R. y CODES CALATRAVA, J.M., “El Sector Eléctrico”, en ALONSO TIMÓN, A.J. (coord.), *Sectores regulados: Sector energético, Sector del transporte y Sector de las telecomunicaciones*, Dykinson, Madrid, 2014, p.22.

<sup>368</sup> A través de Orden Ministerial, de 2 de diciembre de 1944, se aprobó un plan de conjugación de los sistemas regionales de producción de energía eléctrica. En concreto, el ministro de Industria y Comercio dictó lo siguiente: “Examinado el escrito presentado a este ministerio por D. José María de Oriol y Urquijo, como presidente y en representación de Unidad Eléctrica S.A. (UNESA), en el que propone un plan concreto de conjugación de los diferentes sistemas regionales de producción de energía eléctrica, utilizando como una sola unidad de explotación a los efectos de obtener su máximo rendimiento, las distintas centrales térmicas e hidráulicas y las redes de interconexión de alta tensión (...)”. Cuyo articulado decía, simplemente “Artículo 1.º Se aprueba el plan de conjugación de sistemas regionales de producción de energía eléctrica propuesto por Don José M.ª de Oriol y Urquijo, presidente de UNESA, a quien se encomienda su ejecución. Artículo 2.º La Dirección General de Industria dará las órdenes oportunas para el cumplimiento del plan aprobado en el artículo anterior”.

<sup>369</sup> Vid. GARCÍA DE ENTERRÍA, E., “Memoria sobre la reconfiguración sustancial del sistema eléctrico español en 1951”, *Revista de Administración Pública*, núm. 171 (2006), p. 403-413.

<sup>370</sup> Entiéndase por *publicatio* la declaración formal como servicio público de una determinada actividad.

Más adelante, con la pretensión de establecer un nuevo régimen tarifario y reordenar jurídicamente el sector eléctrico, tuvieron lugar frecuentes sesiones de negociación y debate entre el Ministerio de Industria y UNESA<sup>371</sup>. Este proceso tuvo como fruto el Decreto de 12 de enero de 1951. Una norma que supuso, en palabras de Eduardo GARCÍA DE ENTERRÍA, lo siguiente<sup>372</sup>:

*“La ruptura definitiva del anterior criterio central de regulación del servicio público de la electricidad a partir de los diversos y múltiples instrumentos concesionales (o autorizativos, para las centrales térmicas), que era el criterio de la regulación anterior, desde el origen mismo de la electricidad como energía industrial. Ahora el Decreto articula un sistema general y unitario, cuya principal manifestación pasa a ser la que llama «Red General Peninsular», global y unitariamente regulada. El cambio de perspectiva es, pues, radical. Pocas veces podremos encontrar una alteración tan drástica del cuadro regulador de un servicio público.”*

Este modelo unitario gestionado por UNESA guardó vigencia hasta 1984, año en el que se aprobó la Ley 49/1984, de 26 de diciembre, sobre explotación unificada del Sistema Eléctrico Nacional (en lo sucesivo, la Ley 49/1984).

En cuanto a la consideración que la citada Ley 49/1984 realiza sobre el alcance del servicio público en el ámbito del suministro eléctrico, puede observarse cómo su artículo 1.1 establece al respecto que *“la explotación unificada del sistema eléctrico nacional a través de las redes de alta tensión es un servicio público de titularidad estatal. (...) El servicio se gestionará mediante una sociedad estatal (...)”*. La declaración de servicio público, cabe destacar, viene inmediatamente precedida por la siguiente reflexión recogida en el Preámbulo: *“Esta acción constante de unificar constituye el contenido de la explotación unificada del sistema eléctrico nacional, el cual es declarado por la Ley como servicio público. Ello no es, por otra parte, una novedad legal. Supone solamente*

---

<sup>371</sup> “Diré, al margen, que en varias de las reuniones internacionales de productores y distribuidores de electricidad a las que UNESA asistía mientras yo estuve, varios delegados de los entes nacionalizados (especialmente, creo recordar, los belgas) afirmaron que con el sistema español resultante de ese Decreto de 1951 no hubiese habido necesidad ninguna de proceder a una onerosísima nacionalización de la industria eléctrica” *Ibidem*, p. 409.

<sup>372</sup> *Ibidem*, p. 408.

*reiterar, respecto de una parte del suministro, lo que ya había sido declarado sobre el conjunto en diversas normas legales”.*

La explicación que ofrece el legislador sobre el objeto del servicio público no resulta del todo clara. Mientras que la Ley 49/1984 señala en su artículo primero que la explotación unificada del sistema eléctrico nacional es un servicio público de titularidad estatal gestionado por una sociedad estatal, evita pronunciarse sobre la generación y la distribución de energía eléctrica.

Debemos aclarar, pues, que la declaración de servicio público resultante de la ley sectorial aprobada en 1984 recaía, a nuestro juicio, sobre la generación y distribución en cuanto a la concepción objetiva del servicio, pero únicamente se refería al transporte y a la explotación unificada respecto de la concepción subjetiva o gestión material.

Como ya se ha explicado, hasta 1984 la industria eléctrica había descansado en la iniciativa privada, siendo la propia patronal (UNESA) quien se encargaba del despacho de la generación y establecía las correspondientes compensaciones entre las compañías. Por ello, no se comprende que se afirme en el Preámbulo la ausencia de novedad legal cuando, en realidad, se nacionaliza la red de alta tensión y la explotación del sistema eléctrico; produciéndose, de esta forma, una sustantiva transformación de modelo.

Con el ánimo de sentar las bases jurídicas y económicas de un periodo de elevada trascendencia en la configuración legal del suministro eléctrico como servicio público, consideramos que las notas características del modelo socialista de intervención sobre el sector eléctrico fueron las siguientes:

- a) *Planificación conjunta.* Pasó a ser la Administración quien, en ausencia de mercado, previera la demanda de electricidad durante un concreto periodo y calculase la capacidad que debiera instalarse (incluyéndose en la planificación la ubicación de las nuevas centrales, así como las infraestructuras necesarias de transporte y distribución). Asimismo, era la Administración quien decidía las inversiones que debían realizarse en cualquiera de las fases del suministro (producción, transporte y distribución). Todo ello con efectos vinculantes (se trataba de una planificación vinculante, no indicativa).

b) *Explotación unificada*. Es la característica que da nombre a la ley ordenadora del sector y significa, ciertamente, su nacionalización. Desde la década de 1940, la producción de cada compañía eléctrica era coordinada por UNESA, quien se encargaba del *dispatching*; es decir, de que se ejecutaran, mediante órdenes verbales, las necesarias cesiones y adquisiciones de energía eléctrica y de realizar su complejísima liquidación. A partir de la Ley 49/1984, sin embargo, tanto el transporte de electricidad como el despacho de la generación pasaría a ser gestionado por, la entonces empresa pública, Red Eléctrica de España S.A.<sup>373</sup>.

c) *Integración económica*. El proceso de integración deriva inevitablemente de las anteriores características. Al establecerse una planificación centralizada y vinculante se produce, en mayor o menor grado de intensidad, la intervención de la Administración en todas las fases del suministro eléctrico. De tal modo que, sin mercado, la formación de precios resulta absolutamente inviable. En ese escenario es donde la tarifa única aparece como el instrumento jurídico-público adecuado para que el Gobierno, evaluando los costes de la oferta, fije la cuantía que deben abonar los consumidores.

Asimismo, debe observarse cómo, pese al ingreso de España en las Comunidades Europeas y a la tendencia liberalizadora que en ellas germinaba, el modelo socialista de intervención en el sector eléctrico completó su régimen jurídico con la aprobación de las siguientes normas:

- a) Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio (en adelante, Marco Legal Estable).
- b) Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de ordenación del sector eléctrico nacional (en lo sucesivo, LOSEN).

---

<sup>373</sup> “La Ley 49/1984 nacionalizó las actividades de transporte y de explotación unificada, declarándolas servicio público de titularidad estatal y encomendado su gestión a una empresa pública, en cuyo capital tendrá mayoría el Estado (Red Eléctrica de España S.A.), que también será propietaria de los activos e infraestructuras necesarias para desarrollar sus actividades” DE LA CRUZ FERRER, J., *La liberalización de los servicios públicos y el Sector Eléctrico. Modelos y análisis de la Ley 54/1997*, Marcial Pons, Madrid, 1999, p. 314.

El aspecto más controvertido del *Marco Legal Estable* fue, como podrá fácilmente intuirse, la fijación de los costes estándares<sup>374</sup>. Lo esencial fue, sin embargo, la filosofía que en él descansaba, no siendo otra que el mantenimiento de la unidad sectorial en ausencia de competencia. En verdad no se retribuía a las compañías eléctricas en virtud de méritos de gestión; pues, realmente, en el modelo socialista las empresas no gestionaban. Su verdadero cometido era conservar el buen estado de las instalaciones y hacerlas funcionar según se les ordenara.

La LOSEN, por su parte, trató de ordenar jurídicamente el sector eléctrico de forma completa y sistemática por vez primera. Pese a ello, fue una ley que nació con falta de credibilidad; puesto que, tras su apariencia liberalizadora en la fase de generación, la intervención administrativa del sector continuaba siendo intensa<sup>375</sup>.

Finalmente, guarda interés señalar que la LOSEN continuó conceptuando la explotación unificada del sistema eléctrico nacional como un servicio público de titularidad estatal. Cabe matizar, no obstante, que la Ley 49/1984 vinculaba la explotación unificada del sistema al uso de las redes de alta tensión; mientras que, por parte de la LOSEN, se omitió dicha referencia.

Pese a ello, la LOSEN reconocía en su artículo 2.1 que *“las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica desarrolladas en el sistema integrado constituyen un servicio público”*, lo cual puede interpretarse como una declaración de servicio público que abarcaba, en su dimensión objetiva, todas las fases del suministro eléctrico (en aquel momento: generación, transporte, distribución y operación); con independencia de que la

---

<sup>374</sup> Así lo reconoció en sede parlamentaria el propio Juan Manuel EGUIAGARAY UCELAY: *“Había también otros aspectos, dentro de la ordenación del Marco Legal Estable, que podían ser mejorados. Muy en particular el marco legal aplicado a dos tasas distintas de retribución reales a los activos de generación, y el propio sistema de determinación de la tasa monetaria que servía de base a las tasas reales tenía elementos susceptibles de producir alteraciones, quizás erráticas, dependiendo fundamentalmente de cuál fuese la evolución del índice de precios de consumo, la evolución del índice de precios industriales que servían de referencia para algunas de las tasas de retribución monetaria real”* Comparecencia del señor Ministro de Industria y Energía, Juan Manuel EGUIAGARAY UCELAY, en la Comisión de Industria Energía y Turismo, correspondiente a la V Legislatura, en su sesión núm. 16, celebrada el 18 de abril de 1994. *Diario de Sesiones del Congreso de los Diputados*, núm. 172 (1994), p. 5426.

<sup>375</sup> *“No hay que ir demasiado lejos para descubrir que los redactores del Proyecto de Ley tenían una fe nula en que el sistema independiente fuera viable como instrumento para introducir cuotas significativas de competencia en el sistema eléctrico español. (...) la LOSEN no contiene auténticas posibilidades de introducción de competencia, puesto que la filosofía económica y jurídica que inspira la Ley es manifestamente contraria a la competencia”*. DE LA CRUZ FERRER, J., *La liberalización... op. cit.*, pp. 327-332.

gestión material de la generación y la distribución fuera encomendada a sociedades mercantiles de naturaleza privada y el transporte, por su parte, se asignara a una sociedad estatal (Red Eléctrica de España, S.A.).

### **B) Liberalización del sector eléctrico: del servicio público al servicio de interés económico general**

La vigencia de la LOSEN sería breve, dado que la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, implicaría un verdadero cambio de paradigma en la política energética española. La Ley del año 1997, por cierto, es tributaria de las doctrinas liberales recogidas en la Directiva 96/92, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del *Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del Sistema Eléctrico Nacional*, de 11 de diciembre de 1996, fruto de las negociaciones llevadas a cabo por las principales compañías eléctricas y el Ministro de Industria y Energía.

En este sentido, Juan DE LA CRUZ FERRER observa que, tras la aprobación de la Ley 54/1997, *“los fines que persigue la ordenación jurídica del sector se mantienen, pero las técnicas jurídicas cambian por completo.”*<sup>376</sup>.

Así pues, la Ley 54/1997 persigue, al igual que la LOSEN, garantizar el suministro eléctrico. Se trata ahora de una garantía que, sin embargo, debe lograrse al mínimo coste posible. Es este elemento, de naturaleza económica, el que motiva la sustitución de las técnicas jurídicas *intervencionistas* por las *competitivas*. De este modo, el protagonismo de la Administración se vio notablemente reducido y, en consecuencia, se creó un mercado mayorista de generación y un mercado minorista de comercialización.

Conviene recordar que, siendo la antigua *publicatio* del suministro eléctrico resultado del desarrollo tecnológico de la época, así como de las tendencias económicas y las corrientes ideológicas entonces predominantes, su posterior liberalización responde a la convergencia de esas mismas fuerzas en opuesta dirección<sup>377</sup>.

---

<sup>376</sup> DE LA CRUZ FERRER, J., *La liberalización...* op. cit., pp. 344-345.

<sup>377</sup> “El componente ideológico no es, por lo demás, el único motor de los cambios que se producen en la sociedad. El progreso científico y tecnológico juega también un papel decisivo y, cuando se acelera, la historia se acelera con él en la misma proporción. (...) La enseñanza que proporciona es inequívoca: la liberalización la ha traído el progreso tecnológico, que ha hecho saltar por los aires el monopolio y el



En lo que se refiere al Derecho Comunitario, los Tratados no incorporaron la categoría de servicio público; institución típica de nuestro Derecho Administrativo. La omisión trae causa de las mutaciones conceptuales provocadas por el importante proceso de liberalización impulsado por la Comisión Europea durante la década de 1990.

Con el fin de realizar una aclaración conceptual, la propia Comisión aprobó, en 1996, una Comunicación -preparatoria del Tratado de Ámsterdam- sobre los servicios de interés general en Europa<sup>378</sup>. En la definición que realiza del término *servicio público*, se incluye la siguiente advertencia: “*a veces se confunde erróneamente servicio público con sector público*”. Así pues, la Comisión Europea rompe con lo que, en la doctrina iuspublicista europea continental, se ha denominado *concepto subjetivo u orgánico del servicio público*.

Resulta muy clarificadora la reflexión que, sobre la crisis del servicio público, realizan Eduardo GARCÍA DE ENTERRÍA y Tomás-Ramón FERNÁNDEZ. Los autores se refieren a la progresiva expansión de las Comunidades Europeas como la causa primera de que la vieja y respetable doctrina del servicio público entrara en decadencia, lo cual se explica por la integración en ellas de Estados cuyas tradiciones jurídico-administrativas quedan ajenas a la idea de servicio público; necesidades individuales y colectivas que, simplemente, se venían satisfaciendo por otros medios. Las claves de este proceso fueron, principalmente, la construcción de un mercado único basado en la libre competencia y los espectaculares avances tecnológicos acontecidos durante la última década del siglo XX. Este proceso conforma un nuevo escenario en el que el concepto orgánico de *servicio público* deja paso al concepto funcional de *servicio universal* como “*servicio de calidad a un precio asequible para todos*”; cuya satisfacción efectiva dependerá de que las leyes reguladoras de los sectores liberalizados impongan a todos los operadores, sin distinción, unas concretas *obligaciones de servicio público*. La Administración, liberada de tareas

---

*servicio público*” FERNÁNDEZ, T.-R., “Del servicio público a la liberalización desde 1950 hasta hoy”, *Revista de Administración Pública*, núm. 150 (1999), p. 66.

<sup>378</sup> Comunicación de la Comisión titulada “Los servicios de interés general en Europa”. Puede consultarse en el Diario Oficial de las Comunidades Europeas (DOCE), serie C, núm. 281, de 26 de septiembre de 1996.

prestacionales, deberá hacer cumplir estas obligaciones empleando cuando corresponda sus potestades de inspección, supervisión y sanción<sup>379</sup>.

La incorporación a nuestro Derecho Administrativo de novedosas estructuras conceptuales impulsadas desde el Derecho Comunitario puede generar, desde el plano dogmático, un cierto desagrado. Reacción del todo natural, pues se trata de un lenguaje jurídico que nos ha valido para comunicarnos con la Administración, para entendernos con los jueces y tribunales, así como para enseñar Derecho en la universidad con el mayor rigor intelectual.

Sin embargo, debemos acostumbrarnos a movernos en este orden de ideas. Europa es un espacio de convivencia extraordinariamente misceláneo<sup>380</sup>. Por esta razón, el acervo comunitario es y será, necesariamente, más ambiguo de lo deseable. Una circunstancia que constituye un reto tan importante como dificultoso; armonizar las legislaciones del amplio conjunto de Estados miembros que conforman la Unión Europea, las cuales responden a la influencia de tradiciones jurídicas diversas<sup>381</sup>.

---

<sup>379</sup> Cfr. GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.-R., *Curso de Derecho Administrativo*, Vol. II, Civitas, Madrid, 2013, p. 71.

<sup>380</sup> Siguiendo al historiador Tony JUDT: *“Europa es el más pequeño de los continentes. En realidad, no es siquiera un continente, sino sólo un subcontinente anejo a Asia. La extensión total de Europa (sin incluir a Rusia y Turquía) es de cinco millones y medio de kilómetros cuadrados: menos de dos terceras partes de la de Brasil y algo más de la mitad que la de China y Estados Unidos. Parece más empujueñecida aún al estar al lado de Rusia, que abarca diecisiete millones de kilómetros cuadrados. Pero en la intensidad de sus diferencias y contrastes internos, Europa es única. En el último recuento comprendía cuarenta y seis países. La mayoría de ellos son Estados con su propia lengua; bastantes incluyen naciones y lenguas adicionales que no constituyen Estados. Todos cuentan con una historia, una política, una cultura y unos recuerdos diferenciados y al mismo tiempo entrelazados.”* JUDT, T., *Postguerra. Una historia de Europa desde 1945*, Taurus, Madrid, 2012, p. 13. Una interesante reflexión sobre el carácter diverso de Europa que, en este sentido, puede perfectamente extrapolarse a la Unión Europea.

<sup>381</sup> *“La Comunidad Europea hubo de enfrentarse al problema de la diversidad de regímenes existentes en los Estados miembros en lo que concierne a la organización de servicios públicos o las fórmulas tradicionales de garantizar prestaciones de carácter económico o social a los ciudadanos. El servicio público, como lo conocemos en España, se ha construido, igual que en Francia y siguiendo su ejemplo, sobre la base de atribuir a las Administraciones públicas la responsabilidad de crear instituciones y empresas que gestionen prestaciones dirigidas a los ciudadanos, para mejorar las condiciones de vida o el bienestar de los mismos. Sin perjuicio de preocuparse también por la consecución de dichos objetivos sociales el Estado alemán, su Derecho no ha asimilado la técnica del servicio público a la francesa, sino que ha construido las obligaciones prestacionales del Estado, desde la dogmática de la *dasseinvorsorge*, la procura del bienestar. La tradición anglosajona no coincide, en cambio, con ninguna de las dos anteriores, ya que la garantía de las prestaciones y de la atención a los intereses generales se ha basado, al menos complementariamente, en la doctrina de las *public utilities*. Para facilitar la convergencia de estas diferentes tradiciones, el Derecho comunitario, sin desconocer la noción de servicio público, su significación y alcance, ha basado su regulación en el concepto de servicios de interés general”*. MUÑOZ MACHADO, S., *Tratado de Derecho Administrativo y Derecho Público General*, Tomo XIV, *La actividad regulatoria de la Administración*, Ed. Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2015, p. 145.

Como ha notado con acierto Tomás-Ramón FERNÁNDEZ sobre la problemática conceptual alrededor del servicio público, “*cuando aceptemos sin más las cosas como realmente son, sin escrúpulos ni prejuicios dogmáticos, podremos comprobar muy probablemente que quizás ahora tendremos las cosas más fáciles*”<sup>382</sup>. Esta pragmática línea de pensamiento guarda sintonía con un ensayo de Joaquín TORNOS MAS en el que establece, con brillantez, la conexión entre las construcciones dogmáticas españolas y los siguientes conceptos comunitarios: *servicio de interés general* (SIG); *servicio de interés económico general* (SIEG); y *servicios de interés general no económicos* (SIGNE)<sup>383</sup>.

Siguiendo la línea argumental hasta ahora expuesta, debe concluirse que el suministro de energía eléctrica continúa siendo, en esencia, un *servicio público*. Esta conclusión puede justificarse desde una triple perspectiva: normativa, doctrinal y jurisprudencial.

La -vigente- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece en su artículo 2.2 que “*el suministro de energía eléctrica constituye un servicio de interés económico general*”. Mientras, en el apartado siguiente, dispone que “*corresponde al Gobierno y a las Administraciones Públicas la regulación y el control de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica*”. La Ley 54/1997 decía sobre la cuestión, por su parte, que “*estas actividades se ejercerán garantizando el suministro de energía eléctrica a todos los consumidores demandantes del servicio dentro del territorio nacional y tendrán la consideración de servicio esencial*”. Puede observarse, pues, cómo el legislador, en la transición de la publicación parcial del suministro eléctrico a su total liberalización, decidió calificar la actividad como *servicio esencial* y, en la actualidad, se ha decantado por utilizar la categoría comunitaria de *servicio de interés económico general*. De este modo, se abandona el carácter subjetivo del servicio público en el ámbito del suministro eléctrico, pero el carácter objetivo se conserva.

---

<sup>382</sup> FERNÁNDEZ, T.-R., “Del servicio público...”, *op. cit.*, pp. 67 y 68.

<sup>383</sup> Cfr. TORNOS MAS, J., “El concepto de servicio público a la luz del Derecho Comunitario”, *Revista de Administración Pública*, núm. 200 (2016), pp. 193-211. Puede consultarse, asimismo, un profundo y sistemático estudio elaborado por Santiago MUÑOZ MACHADO sobre la regulación de los servicios de interés general en MUÑOZ MACHADO, S., *Tratado de Derecho Administrativo... (Tomo XIV)*, *op. cit.*, pp. 92-181.

En el apartado doctrinal, destaca la interesante crítica formulada por Juan DE LA CRUZ FERRER, a saber:

*“Podemos llegar a la conclusión de que la Ley 54/1997 ha abandonado efectivamente el elemento subjetivo de la noción de servicio público (reserva de actividades al Estado), pero ha mantenido los principios tradicionales del elemento objetivo -principios de continuidad, universalidad, calidad, seguridad, adaptación aprobación de tarifas, etc.-, configurándolos como obligaciones que se imponen a los operadores tradicionales. Si la propia Directiva Europea 92/96 denomina a estas obligaciones como ‘obligaciones de servicio público’ (art. 3.2) no parece correcto que la Exposición de Motivos de la Ley 54/1997 diga que ‘se abandona la noción de servicio público’, puesto que precisamente la noción de servicio público vigente en el Derecho Comunitario constituye uno de los elementos esenciales de la Ley española de 1997. Entendemos, por tanto, que el pretendido abandono de la noción de servicio público (...) no ha ‘convertido bibliotecas en basura’ (KIRCHMAN), puesto que la jurisprudencia y la doctrina elaboradas sobre el elemento objetivo del servicio público, sobre sus principios y garantías tradicionales de prestación a los usuarios, que es lo que en definitiva importa, siguen estando vigentes con las necesarias matizaciones y adaptaciones al nuevo modelo de regulación del sector eléctrico”<sup>384</sup>*

Debe señalarse que esta posición doctrinal ha sido asumida por la jurisprudencia. Véase lo que, en esta línea, argumenta el Tribunal Supremo (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 2ª) en su sentencia de 17 de febrero de 2016:

*“Hay que partir de la distinción entre las actividades o sectores en los que existe una regulación y control administrativos, cuyo objeto no es otro que garantizar que dicho servicio ‘privado’ y de titularidad privada, por tratarse de un servicio de interés general, se preste con las debidas garantías de continuidad, regularidad, universalidad, igualdad de acceso y calidad, y aquellos servicios públicos o esenciales que continúan siendo de titularidad estatal, autonómica o local en el marco de sus competencias. En el caso de los primeros, lo que se ha producido es un ‘apertura’ de los mismos a las reglas de la libre competencia, libertad de empresa e iniciativa privada. Nos encontramos por lo tanto ante actividades o servicios prestados directamente por particulares, lo que se ha venido denominando ‘despublificación’. (...) Y esto es, precisamente, lo que ha sucedido con la aprobación de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico con la que se produce un cambio en su*

---

<sup>384</sup> DE LA CRUZ FERRER, J., *La liberalización...* op. cit., pp. 356 y 357.

*configuración, acorde con la despublificación producida respecto de las más importantes actividades serviciales reservadas inicialmente al sector público. Con la nueva norma, el sector de la energía eléctrica ya no es un 'servicio público de titularidad estatal y con la autorización habilitando la instalación no se otorgan a la prestadora del servicio facultades de gestión de servicio público, ni se origina un desplazamiento patrimonial a favor de la empresa', sino que se produce el abandono de la monopolización, la derogación de la reserva, con la correspondiente eliminación de la titularidad pública y con ello el reconocimiento de la libertad de empresa en dicho sector. (...) Frente a la tesis de la Administración recurrente de que con la despublificación no ha desaparecido la noción o concepto de servicio públicos y que lo único que cambia es la forma de gestión del mismo y ello con independencia de la titularidad sobre el servicio o actividad, hay que entender que lo que ocurre en sectores como el eléctrico no es que se produzca un cambio en la forma de gestión, sino que la actividad pasa a realizarse directamente por entidades privadas. (...) La solución a la que se llega no supone desconocer que la trascendencia social y económica del suministro eléctrico justifica una intensa intervención administrativa, cuya finalidad última está constituida por la garantía de un suministro correcto y fiable."*

Decimos que el Tribunal Supremo asume la posición doctrinal expuesta y, sin embargo, termina desestimando el recurso de casación interpuesto por la Administración autonómica recurrente. Podría parecer, por ende, que entramos en contradicción.

Lo que sucede realmente es que la Sala Tercera, *"abandonando el criterio que mantuvo en las sentencias de 7 de febrero y 23 de septiembre de 2013, considera que la existencia de un bien o servicio de acusado e intenso interés general como es el suministro eléctrico no permite por sí mismo ver la existencia de un derecho originario de titularidad pública que es transmitido o cedido a un particular"*. Razonamiento a través del cual se pretende negar que la autorización habilitante para la instalación de un parque eólico otorgue a la entidad prestadora del servicio facultades de gestión de servicio público y que se origine un desplazamiento patrimonial a favor de la empresa autorizada para la actividad de generación de energía eléctrica; rechazando, por consiguiente, que se produzca el hecho imponible del Impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales Onerosas y Actos Jurídicos Documentados.

Lo que no impide que, a efectos jurídico-administrativos, la argumentación ofrecida por el Tribunal Supremo pueda interpretarse coincidente con el hilo argumental de la doctrina antes citada; ambas posiciones reconocen el abandono del concepto subjetivo del servicio público mediante el proceso de liberalización (o, en términos del TS, *despublificación*), sin que ello implique desconocer la existencia de una intensa intervención administrativa que garantice el efectivo cumplimiento de los principios configuradores del elemento objetivo del servicio público.

En definitiva, como acertadamente señala Matilde CARLÓN RUIZ, *“es en el plano de la técnica de servicio público en el que la crisis se manifiesta de forma más tangible a resultas de las políticas comunitarias de signo liberalizador”*. Así pues, *“junto con la técnica más clásica del servicio público -entendida en términos de titularidad pública de la globalidad de la actividad, con independencia de que la gestión se mantenga en mano pública o se difiera a un particular- aparecen técnicas nuevas, específicas para cada ámbito sectorial”*. Es por ello que la profesora CARLÓN RUIZ viene defendiendo, con notable éxito, la vigencia del servicio público: *“En los últimos años no han sido pocos los que han alertado sobre una crisis del servicio público. Sin embargo, en el momento actual hay razones para afirmar que el servicio público ha resurgido -si es que alguna vez estuvo en verdadera crisis- para confirmarse como pieza clave de la intervención pública en las actividades económicas”*<sup>385</sup>.

### **3. La actividad administrativa de regulación en materia de autoconsumo**

#### **A) Sentido y alcance de la regulación**

La integración del autoconsumo en el suministro eléctrico hace necesaria su regulación. Esta afirmación, no obstante, guarda un trasfondo jurídico-administrativo relacionado con el sentido y el alcance conceptual del término *regulación* que merece una previa aclaración.

El término *regulación* es polisémico, puesto que guarda significados diversos en función del contexto en el que sea empleado. Hecho que, sin duda, resulta problemático. En este sentido, Juan DE LA CRUZ FERRER reconoce que, pese a no existir acuerdo en

---

<sup>385</sup> Vid. CARLÓN RUIZ, M., “El servicio universal de telecomunicaciones”, *Revista de Administración Pública*, núm. 171 (2006), pp. 35-78.

la doctrina sobre su alcance conceptual, su concreción en el presente caso guarda una extraordinaria relevancia para determinar qué posición corresponde al Estado y a los ciudadanos y qué relaciones se derivan de estas posiciones. Por ello, resulta de gran utilidad la clasificación que propone: de un lado, distinguiendo entre el carácter *civil*, *administrativo*, *económico* y *burocrático* de la regulación; y, de otro, estableciendo una diferenciación formal entre la regulación *estructural* y la regulación *conductual*<sup>386</sup>.

Sin embargo, como indica Íñigo DEL GUAYO CASTIELLA, “*el legislador español piensa que una política dirigida a mejorar la regulación es una política de mejora de la calidad normativa*”. De modo que, en España, se establece desde los poderes públicos una relación de identidad entre *regulación* y *normación*. Así, señala el autor, “*se empobrece el horizonte de la regulación, porque las técnicas de regulación no son sólo normativas, aunque sean particularmente incisivas*”<sup>387</sup>.

En el ámbito doctrinal alemán se ha interpretado que la acepción administrativa de *regulación* guardaba una cierta relación de identidad con la clásica y típica actividad de *policía administrativa*. Se trata de una cuestión que conviene aclarar<sup>388</sup>.

En España, las clasificaciones doctrinales dominantes sobre las formas de la actuación administrativa han sido dos. La primera, elaborada por Luis JORDANA DE

---

<sup>386</sup> DE LA CRUZ FERRER, J., *Principios de regulación económica en la Unión Europea*, Instituto de Estudios Fiscales y Económicos, Madrid, 2002, pp. 135-147.

<sup>387</sup> Vid. DEL GUAYO CASTIELLA, Í., “*Better and smart regulation. Los principios de buena regulación de la Unión Europea en las recientes leyes españolas de procedimiento administrativo común y de régimen jurídico del sector público*”, en LAGUNA DE PAZ, J. C., *et al.* (coords.), *Derecho Administrativo e integración europea: estudios en homenaje al profesor José Luis Martínez López-Muñiz*, Tomo I (*El ser de la Administración Pública*), Reus, Madrid, 2017, p. 454.

<sup>388</sup> “*La actividad de policía, que había servido en Alemania para explicar la totalidad de la actividad administrativa, había vinculado siempre dicha noción al orden y la seguridad pública. Tal régimen de la policía tiene un origen perfectamente determinado en el parágrafo 10. II, 17, del Allgemeine Landrecht für die Preussischen Staaten de 1794. Esta norma absolutista llenó, en este punto, todo el siglo XIX y sobre sus principios elaboró, ya al final del mismo, O. Mayer su influyente construcción sobre la función administrativa de policía y la complementaria teoría de las órdenes. Pero, cuando fue avanzando el siglo XX, se hizo imposible sostener la vinculación entre la policía y el orden y la seguridad, ya que muchas de las instituciones y técnicas formadas alrededor de dicha noción empezaron a aplicarse por la Administración a otros diferentes problemas de interés general. Muy especialmente a la actividad económica. Esa circunstancia determinó que hubiera de abrirse hueco, frente a la policía general, que sería la articulada alrededor del orden público, una pléyade de policías especiales que actuaban con objetivos diferentes de carácter económico o social. Los autores empezaron a hablar entonces de intervención o regulación económica o social, en lugar de referir las competencias de tal carácter a la acción de policía*” MUÑOZ MACHADO, S., *Tratado de Derecho Administrativo...* (Tomo XIV), *op. cit.*, p. 14.

POZAS durante la primera mitad del siglo XX, dividía los modos a través de los cuales la Administración podía actuar en tres categorías: *policía*, *servicio público* y *fomento*. El éxito de esta clasificación fue extraordinario, pues obtuvo una aceptación unánime a lo largo del tiempo. Sin embargo, recibió valiosas aportaciones, destacando -entre otras-: la actividad de *gestión industrial* o *dación de bienes* (José Luis VILLAR PALASÍ); la actividad de *planificación* (Gaspar ARIÑO ORTIZ); la actividad *arbitral* (José Ramón PARADA VÁZQUEZ); y, recientemente, la actividad de *regulación* (Santiago MUÑOZ MACHADO)<sup>389</sup>. La segunda, de origen italiano (Santi ROMANO), distingue entre la actividad administrativa de *limitación* y la actividad de *prestación*; incluyendo en la actividad prestacional lo que las doctrinas francesa y española identificaban como *servicio público* y *fomento*, pues entendía que la ayuda no dejaba de ser una forma de prestación. La introducción de esta última clasificación en la doctrina española debe atribuirse a Eduardo GARCÍA DE ENTERRÍA y a Tomás-Ramón FERNÁNDEZ, quienes se encargan de reconducirla a la diferenciación entre la actividad administrativa de *ampliación de derechos* y la de *limitación*.

No obstante, prestigiosos autores vienen advirtiéndolo de un tiempo a esta parte, en referencia a la clasificación elaborada por JORDANA DE POZAS, que, como cualquier otra clasificación, es relativa. Destaca José Luis VILLAR PALASÍ al enunciar por vez primera el principio de intercambiabilidad de las formas de actividad administrativa<sup>390</sup>. Precisaba tiempo después Luis COSCULLUELA MONTANER, en este sentido, que “*un determinado fin puede conseguirse por más de una forma de actividad, siendo, en definitiva, el criterio político el que decide el empleo de uno u otro tipo, por lo que la doctrina insiste en que más que el fin importan los medios de acción administrativa; es*

---

<sup>389</sup> Vid. SANTAMARÍA PASTOR, J.A., *Principios de Derecho Administrativo general*, Tomo II, Iustel, Madrid, 2015, pp. 262-264. A decir de Juan SANTAMARÍA, aunque nadie haya sido capaz, hasta la fecha, de proponer una alternativa teórica claramente mejor, considera que esta clasificación tripartita debe ser completada con el análisis independiente de otras dos manifestaciones típicas de la acción pública, como son la actividad *sancionadora* y la *expropiatoria*. Asimismo, estima conveniente que la clásica actividad de *policía* pase a denominarse de *ordenación*, liberándose así de prejuicios varios.

<sup>390</sup> “*Todas las técnicas de fomento son entre sí convertibles. En definitiva, implican una única finalidad que puede conseguirse mediante la aplicación de una serie de medios distintos. Estos no son, sin embargo, indiferentes entre sí. Cada uno de ellos juega un papel distinto y tiene unas diferentes repercusiones en la producción y el consumo. No obstante, al variar el supuesto económico, puede cambiar la técnica aplicada, dándose en esta estrategia del manejo de las técnicas dosages d’une extrême variété, como ha dicho PERROUX. Los procedimientos y técnicas para suplir el precio político son entre sí intercambiables, obedeciendo en definitiva al principio de equivalencia de las técnicas de fomento.*” VILLAR PALASÍ, J. L., “Las técnicas administrativas de fomento y de apoyo al precio político”, *Revista de Administración Pública*, núm. 14 (1954), p. 58.



*decir, la forma de la actividad*”<sup>391</sup>. Esta reflexión, con la que no podemos estar más de acuerdo, nos conduce directamente al planteamiento de Maurice HAURIOU<sup>392</sup>.

Así pues, si el fin perseguido fuera evitar el desarrollo del autoconsumo eléctrico, podría prohibirse la actividad actuando en el marco de la ordenación administrativa, o bien, podría lograrse el fin perseguido por el gobernante mediante el denominado fomento administrativo negativo (imponiendo cargas técnicas, administrativas y económicas sobre la actividad de modo que perdiera un importante grado de eficiencia). La primera forma de actividad administrativa, en relación con el ejemplo elegido, contravendría con mayor nitidez los principios rectores que establece el Derecho de la Unión Europea en materia de autoconsumo y generación distribuida. El fomento negativo, sin embargo, resulta más complejo de impugnar jurídicamente; luego, un texto normativo que desde una visión de conjunto tuviera un carácter desincentivador (como así ha sucedido con el Real Decreto 900/2015), estaría compuesto por preceptos cuyo contenido difícilmente será declarado nulo (puede observarse, en este sentido, cómo el Tribunal Supremo hizo un notable esfuerzo por defender la completa legalidad del Real Decreto 900/2015)<sup>393</sup>.

Puede observarse de este modo que, sin restar al *fin* de toda acción administrativa la relevancia que merece (siempre que responda, claro está, a una determinada misión de interés general), su *revestimiento formal* será el elemento que verdaderamente module el correspondiente control de legalidad.

Por consiguiente, entendemos oportuno seguir en este punto a Santiago MUÑOZ MACHADO, quien se encarga de ofrecer una definición para el concepto de *regulación administrativa* vinculada a las clasificaciones doctrinales mencionadas<sup>394</sup>. Concibe la actividad de regulación “*no como el poder de dictar normas, sino de utilizar todos los instrumentos, normativos y ejecutivos, precisos para orientar el funcionamiento de los*

---

<sup>391</sup> Cfr. COSCULLUELA MONTANER, L., *Manual de Derecho Administrativo*, Civitas, Madrid, 2018, pp. 667-668.

<sup>392</sup> *Apud.* MUÑOZ MACHADO, S., *Tratado de Derecho Administrativo... (Tomo XIV)*, *op. cit.*, p. 23.

<sup>393</sup> Véase, por todas, la STS dictada por la Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª, el 13 de octubre de 2017.

<sup>394</sup> Apunta al respecto que “*las posibilidades de integrar en cualquiera de estos órdenes clasificatorios, de un modo cabal y ordenado, las diferentes formas que reviste la actuación de las Administraciones públicas se han hecho completamente inviable debido a las transformaciones experimentadas desde finales del siglo XX y primeros del siglo XXI en la concepción de la posición que ha de asumir el Estado en relación con la sociedad*”. MUÑOZ MACHADO, S., *Tratado de Derecho Administrativo... (Tomo XIV)*, *op. cit.*, p. 16.

*mercados hacia la competencia e imponer obligaciones de servicio público a los operadores para que su natural afán de beneficio sea compatible con las exigencias del interés general*". Añade sobre la cuestión que *"si el cambio de posición del Estado en relación con la economía se hizo de todo punto evidente, también lo fue la necesidad de ajustar los viejos paradigmas de intervención"*. Concluye diciendo que *"ese cambio es el que se expresa y concreta en la función pública de regulación"*<sup>395</sup>.

Por esta razón hacemos referencia a la necesidad de *regular* el autoconsumo en lugar de *ordenarlo* y *fomentarlo*. Entendemos, de acuerdo con lo expresado por autores como Gaspar ARIÑO, Santiago MUÑOZ MACHADO o Juan DE LA CRUZ, que la regulación no consiste en una mera secuencia de normas con efectos aislados que operen en el vacío, sino en la construcción dogmática de un modelo orientado a la competencia. Por esta razón resulta fundamental, como ahora veremos, que se actúe desde la esfera pública de acuerdo con los principios de la *buena regulación*. Solamente así, con una regulación libre de cargas innecesarias<sup>396</sup>, el mercado podrá funcionar sin distorsiones y los consumidores podrán escoger la opción que consideren más adecuada a sus intereses.

## **B) Las externalidades del autoconsumo: elementos esenciales para evaluar el impacto de su regulación**

La regulación del autoconsumo de energía eléctrica debe abarcar conceptualmente su ordenación como parte del suministro eléctrico y, cuando así proceda, otras técnicas que permitan su fomento de forma compatible con la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Ahora bien, para abordar esta tarea con la mayor precisión posible resulta de gran utilidad la elaboración *ex ante* y *ex post* de las conocidas como *evaluaciones de impacto*. En referencia a las primeras, la que son realizadas con anterioridad a la aprobación de la norma, debe destacarse la *"Memoria del análisis de impacto normativo de la propuesta de Real Decreto por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y*

---

<sup>395</sup> *Ibidem*, pp. 23 y ss.

<sup>396</sup> La Unión Española Fotovoltaica (UNEF) manifestó a propósito del Real Decreto-ley 15/2018 que se reconocía *"una demanda social por impulsar el autoconsumo eléctrico en España en un entorno de libre mercado y sin barreras artificiales"*. Titular de la noticia: UNEF valora positivamente la convalidación del Real Decreto-ley y aplaude la eliminación del "impuesto al sol", (18 de octubre de 2018), *Europapress*. Recuperado de: <https://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-unef-valora-positivamente-convalidacion-real-decreto-ley-aplaude-eliminacion-impuesto-sol-20181018164419.html>

*económicas del autoconsumo*”, de 29 de enero de 2019, elaborada por el Ministerio para la Transición Ecológica. Esta memoria, con una extensión de 51 páginas, se estructura en virtud de los siguientes apartados: 1) Oportunidad de la propuesta; A) Necesidad y oportunidad de la norma proyectada; B) Objetivo; C) Alternativas; 2) Contenido, análisis jurídico y descripción de la tramitación; A) Contenido; B) Análisis jurídico y técnico; C) Descripción de la tramitación; 3) Análisis de impactos; A) Adecuación de la norma al orden de distribución de competencias; B) Impacto económico y presupuestario; C) Impacto por razón de género; D) Otros impactos considerados.

Más allá de las consideraciones ofrecidas en la citada Memoria de Impacto, que serán oportunamente comentadas en los siguientes capítulos según la temática que en cada momento se trate, anotamos a continuación las externalidades que a nuestro parecer más influencia deberían tener en la regulación del autoconsumo:

- a) *La seguridad del suministro eléctrico.* La Exposición de Motivos de la Ley del 24/2013 comienza afirmando que la actividad económica y humana no puede entenderse hoy sin la existencia de la energía eléctrica. De tal modo que, de optar el ciudadano por el suministro eléctrico con autoconsumo, la regulación debería asegurar igualmente que esta modalidad de suministro se realice en adecuadas condiciones de seguridad, continuidad y universalidad. En este sentido, como luego expondremos, el autoconsumo aislado voluntario de uso residencial merece una consideración singular por razón de las situaciones de riesgo que podría llegar a originar para la integridad física.
- b) *La sostenibilidad financiera del sistema eléctrico.* La Exposición de Motivos del Real Decreto 900/2015 reconocía que la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico era una de las cuestiones que mayor preocupación despertaba al Gobierno de España en materia energética; lo cual resultaba comprensible, puesto que, al término del año 2016, el déficit de tarifa acumulado en el sector eléctrico alcanzaba los 23.070 millones de euros<sup>397</sup>. Por este motivo, que se

---

<sup>397</sup> “El déficit del sistema eléctrico se ha reducido hasta los 21.000 millones de euros al acabar 2017, desde los máximos de 28.700 millones de euros que alcanzó en la anterior legislatura y que llevó a abordar la reforma energética de 2013, según ha indicado hoy el secretario de Estado de Energía, Daniel Navia, en la presentación del balance energético del año pasado y perspectivas para 2018. De esta manera, la deuda del sistema eléctrico, que después de 14 años consecutivos de generación de déficit en 2014 registró su primer ejercicio con superávit, se redujo en torno a otros 2.000 millones de euros el año pasado, desde los

fundamenta en un concreto interés público, la regulación resulta necesaria para sentar las bases de un diseño tarifario que establezca la justa medida en la que los autoconsumidores deben contribuir a financiar los costes y servicios del sistema eléctrico. Es importante destacar, en suma, que el ejercicio de la libre iniciativa en materia de autoconsumo eléctrico no debe traspasar a terceros consumidores los costes derivados de su participación en el sistema. La garantía de su sostenibilidad financiera, sin embargo, no puede servir de pretexto para que los autoconsumidores asuman un nivel de contribución desproporcionado que distorsione su incidencia efectiva en el conjunto del sistema y obstaculice el desarrollo de la actividad. Una financiación de los costes del sistema inspirada en la proporcionalidad, tanto por parte de consumidores como de autoconsumidores, debe ser el principio que oriente la regulación del autoconsumo eléctrico en materia económica.

- c) *Un uso sostenible de los recursos naturales.* Que el autoconsumo eléctrico mediante fuentes de energía renovables coadyuva a una utilización racional de los recursos naturales, no admite duda. Igualmente, resulta indiscutible que su generalización facilitaría el cumplimiento de los objetivos comunitarios de reducción de emisiones, cuya importancia resulta mayúscula en el proceso de mitigación del cambio climático.
- d) *La introducción de mayor competencia en el mercado eléctrico.* Se trata de una actividad, el autoconsumo eléctrico, cuya caracterización precisa de una regulación *para la competencia*<sup>398</sup>. El sector eléctrico español, carente de un mercado mayorista de generación hasta 1997, continúa padeciendo una cierta resistencia estructural a la introducción de competencia en su tejido

---

niveles de los 23.070 millones de euros en que cerró el año 2016.” Titular de la noticia: El déficit del sistema eléctrico se redujo a 21.000 millones en 2017, (5 de marzo de 2018), ABC, sección de economía. Recuperado de: [https://www.abc.es/economia/abci-deficit-sistema-electrico-redujo-21000-millones-2017-201803051711\\_noticia.html](https://www.abc.es/economia/abci-deficit-sistema-electrico-redujo-21000-millones-2017-201803051711_noticia.html)

<sup>398</sup> “La regulación para la competencia está asociada fundamentalmente a los llamados sectores regulados, es decir, sectores económicos que han operado tradicionalmente en régimen de servicio público formal, encomendados con frecuencia a empresas públicas, y que hoy se enfrentan al reto de desenvolverse en un sistema de mercado.” CABALLERO SÁNCHEZ, R., “Las técnicas de regulación de la competencia, para la competencia y contra la competencia, y su contexto”, en SANTAMARÍA PASTOR, J.A. (Dir.), *Las técnicas de regulación para la competencia: una visión horizontal de los sectores regulados*, Iustel, Madrid, 2011.

empresarial. Este fallo del mercado trae causa de que, durante la mayor parte del siglo XX, el sector estuvo compuesto por un reducido grupo de compañías eléctricas, las cuales operaban en monopolios regionales y funcionaban con estructuras verticales. Así pues, el mercado eléctrico funciona, dos décadas después de su creación, en régimen de oligopolio<sup>399</sup>; circunstancia que podría ser paliada con un mayor despliegue del autoconsumo.

Finalmente, cabe señalar que normalmente se hace referencia, en mayor o menor medida, al despliegue del autoconsumo eléctrico en el ámbito de la iniciativa privada; es decir, cuando la actividad se desarrolla por hogares, empresas o industrias. Los beneficios del autoconsumo, sin embargo, deberían proyectarse de igual manera sobre aquellos bienes que, en las ciencias económicas, reciben la denominación de *públicos puros*. Como es sabido, son bienes que el mercado no es capaz de prestar eficientemente por motivo de la elevada dificultad que supondría asignar un precio determinado por cada usuario. Esta complejidad responde a dos razones; de un lado, la inexistencia de rivalidad en el consumo -el disfrute por parte de un usuario no impide el de los demás- y, de otro, la imposibilidad de excluir al usuario que, sin contribuir a la financiación de su prestación, se beneficia de ésta. Nos referimos particularmente, por razón de la extraordinaria utilidad que generaría el uso del autoconsumo en este ámbito, al *alumbrado exterior*<sup>400</sup>. Para ello, es preciso establecer un régimen jurídico-público que se ajuste a la realidad tecnológica y economía del alumbrado público exterior, cuyo suministro es asumido directamente por

---

<sup>399</sup> Esta realidad puede comprobarse fácilmente analizando los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social correspondientes al año 2018, aprobadas mediante la Orden TEC/1226/2018, de 13 de noviembre. Este porcentaje de reparto, cabe señalar, se ha calculado para cada sociedad o grupo de sociedades de forma proporcional a la cuota de clientes a los que suministra energía eléctrica. El porcentaje de reparto asignado, pues, ha sido el siguiente: Endesa, S.A. el 37,14 %; Iberdrola España S.A.U el 35,04 %; Naturgy Energy Group, S.A. el 15,81 %; EDP España, S.A. el 3,69 %; y Viesgo Infraestructuras Energéticas, S.L. el 2,2 %. Quiere decirse que, de un total de 241 empresas, son sólo 3 las que controlan el 88 % del mercado minorista. Finalmente, debe apuntarse que, siendo los datos expuestos relativos a la comercialización, pueden extrapolarse en términos muy similares a la producción o mercado mayorista; puesto que en el año 2016 se tuvieron en cuenta para el cálculo de los porcentajes, además del número de clientes de cada compañía, el número de suministros conectados a las redes de distribución de las empresas distribuidoras (al tratarse de grupos de sociedades que desarrollan simultáneamente las actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica) y, en ese caso, entre las 5 empresas de mayor tamaño concentraban el 99,3 % del mercado.

<sup>400</sup> Puede encontrarse un ejemplo de esta nueva realidad en las farolas solares y en las farolas con sistemas de mini-aerogeneración que se han instalado en la ciudad de Málaga. Esta iniciativa se enmarca en el proyecto *Smartcity Málaga* desarrollado por la compañía eléctrica Endesa. Para obtener más información, véase el siguiente enlace web:

<https://www.endesa.com/es/proyectos/a201801-living-lab-malaga-ciudad-futuro.html>

la Administración municipal a cargo del presupuesto público<sup>401</sup>. Pese a ello, se trata de una cuestión, la relativa al impacto que tendría el autoconsumo de aplicarse en el ámbito del alumbrado público, que no se contempla en la Memoria de Impacto elaborada por el Ministerio<sup>402</sup>.

### C) Las potestades administrativas necesarias para regular el autoconsumo

A lo largo del presente capítulo se ha podido observar cómo la intervención administrativa, ya fuera desde planteamientos ideológicos socialistas o liberales, ha estado siempre presente en el ámbito del suministro eléctrico de manera ciertamente intensa. Desde el esquema concesional hasta el establecimiento de obligaciones de servicio público, pasando por la *publicatio* de la explotación unificada del sistema, son

---

<sup>401</sup> Puede encontrarse en la página web del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE) un modelo de contrato, muy interesante, para la contratación de servicios energéticos vinculados al alumbrado exterior municipal. El modelo de contrato dispone que el pliego tendrá la consideración de *contrato mixto de suministro y servicios*, con realización de inversiones por el adjudicatario, de conformidad con lo regulado en los artículos 16, 17, 29, 298, 308 y concordantes de la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público (LCSP). Asimismo, se informa de que el pliego ha tenido en cuenta las nuevas tipologías jurídicas existentes en la propia LCSP y el Informe 55/2018, de 2 de julio de 2018, de la Junta Consultiva de Contratación Pública del Estado, que permite que los contratos de servicios energéticos que comprendan suministros y servicios con inversión, la duración del contrato en el conjunto de sus prestaciones no quede condicionada por el límite de duración de 5 años del contrato de suministros.

Recuperado de:

<https://www.idae.es/tecnologias/eficiencia-energetica/servicios/alumbrado-exterior/modelo-de-pliegos-del-contrato-de-servicios-energeticos-para-la-contratacion-del-alumbrado-exterior>

<sup>402</sup> La empresa Philips recoge en su página web una información de elevado interés al respecto, titulada “*Por qué utilizar farolas solares para alumbrado público*”, con el siguiente contenido: “*Es el momento de decir adiós a las zonas oscuras de tu municipio, a los altos costes económicos en iluminación y a la contaminación lumínica. Las farolas solares son el presente y el futuro en iluminación. Favorecen a la sostenibilidad de las ciudades y permiten que los municipios estén iluminados hasta en las zonas donde el alumbrado público es inaccesible.*

*¿Qué es la iluminación solar de Philips? La iluminación solar consiste en aprovechar la energía del sol y proporcionar a través de ella una alta calidad luminaria. La propuesta de Philips con la iluminación solar exterior y alumbrado público es 100 % autónoma, dándole luz y color a zonas con poca energía eléctrica gracias a las farolas solares.*

*Los beneficios de usar iluminación solar exterior son los siguientes: a) Seguridad para los ciudadanos: La luz solar puede combinarse con detectores de movimiento. Aumentando la seguridad y calidad de vida de las personas junto a la autonomía de la batería; b) Energía Renovable: La energía eléctrica no llega a algunos lugares de uso público, como parques o zonas residenciales. La iluminación solar dota de luz a estos lugares públicos con autoconsumo energético. Es una apuesta por un tipo de energía renovable lo que favorece un entorno medio ambiental óptimo; c) Mejor retorno de inversión posible: Las farolas solares respetan la estética de la zona y no implican obra civil o trabajo de conexionado alguno. La luz solar ofrece una instalación, así como mantenimiento sencillo. Lo que permite un retorno de inversión más ajustado.”*

Recuperado de:

<https://www.lighting.philips.es/soporte/contacto/tendencias-en-iluminacion/smart-city/farolas-solares-philips>

técnicas todas ellas que ponen de manifiesto la elevada presencia administrativa a la que venimos haciendo alusión.

Sin embargo, para que la Administración intervenga en el suministro eléctrico, ya sea mediante instrumentos normativos o ejecutivos, resulta siempre necesario que, en cumplimiento de las exigencias derivadas del principio de legalidad, actúe en virtud de una potestad previamente reconocida por el ordenamiento jurídico.

Así pues, conviene acudir a la doctrina elaborada por Santi ROMANO, a partir de la cual las potestades constituyen poderes generales de actuación atribuidos por el propio ordenamiento jurídico. Señalaba que de su titularidad no se deduce necesariamente la existencia de sujetos obligados, sino potencialmente afectados. Concluía advirtiéndole que su ejercicio puede ser: *beneficioso*, por establecer una regulación favorable a sus intereses; *gravoso*, por implicar un sacrificio patrimonial para el afectado; o *neutral*, en caso de que la potestad ejercida persiga fines organizativos y, por ende, no represente situaciones jurídicas ablativas.

Se trata, según puede observarse, de una construcción dogmática que vincula de forma ineludible la acción administrativa al ordenamiento jurídico. Además, como se encargaba de recordar Luis COSCULLUELA, la potestad “*no supone, en ningún caso, un poder libre según la voluntad de quien lo ejerce, sino un poder limitado y controlable*”<sup>403</sup>. Por esta razón “*los Tribunales controlan la potestad reglamentaria y la legalidad de la actuación administrativa, así como el sometimiento de ésta a los fines que la justifican*”, de conformidad con el artículo 106.1 de la Constitución Española.

La potestad, por ende, ha de perseguir la satisfacción de intereses generales y ser creada por una norma. En este punto, entiéndase por norma lo que conceptualmente se ha venido a denominar el *bloque de legalidad*. Inicialmente, en los primeros compases del constitucionalismo europeo, el legislador ostentaba el monopolio de la función normativa. En los textos constitucionales de comienzos del siglo XIX, sin embargo, se descentraliza el poder normativo al reconocerse la potestad reglamentaria de la Administración. La base que conforma el bloque de legalidad en el marco de la Constitución Española, no obstante, debe vincularse necesariamente a la doctrina de la *reserva de ley*. Ello significa que un

---

<sup>403</sup> Vid. COSCULLUELA MONTANER, L., *Manual...*, op. cit., p. 365.

reglamento independiente no podrá regular una materia reservada a la ley. Además, por aplicación del principio de jerarquía normativa, un reglamento independiente tampoco podrá ordenar una materia que, sin ser objeto de reserva previa, haya sido anteriormente regulada por una ley. En esta clase de supuestos la Administración únicamente podrá dictar reglamentos ejecutivos con el fin de completar cuestiones de detalle desde una perspectiva de colaboración normativa. Cabe advertir, pese a todo, que la doctrina no es pacífica en relación con el alcance objetivo de los reglamentos independientes; cuestión que, pese a su interés, excede las pretensiones del presente estudio<sup>404</sup>. De cualquier modo, es razonable interpretar que, al tratarse de un ordenamiento jurídico complejo en el que el legislador no ocupa una posición homogénea en relación con todas las materias objeto de regulación, las potestades no siempre han de atribuirse a la Administración por ley, siendo igualmente válidas otras vías de habilitación cuando así lo precise la concreta situación jurídica y no exista reserva legal.

Atendiendo a su contenido, podríamos distinguir varias clases de potestades administrativas con incidencia en materia de autoconsumo eléctrico, a saber: la potestad *reglamentaria*; la potestad *tarifaria*; la potestad *tributaria*; y la potestad *sancionadora*.

Las manifestaciones más significativas de las citadas potestades en esta área son: la actividad de *ordenación*, que sigue haciendo uso en determinados aspectos de la autorización como técnica de control; la actividad *registral*, cuya configuración ha sido problemática a efectos competenciales como a continuación tendremos oportunidad de explicar; y la actividad de *fomento*, tarea que puede realizarse con una adecuada combinación entre la concesión de ayudas (en su mayoría autonómicas) y el diseño de un tratamiento fiscal favorable. Cuestión, esta última, que no debe confundirse con la actividad *tarifaria* o *parafiscal*; pues, mientras que la primera deriva del ejercicio de la potestad tributaria y, en virtud del principio contributivo, financia a los presupuestos públicos, la segunda es consecuencia de la potestad tarifaria y, en aplicación del principio conmutativo, reporta ingresos al sistema eléctrico por la prestación de un servicio.

---

<sup>404</sup> Vid. *ibidem*, pp. 149 y ss.



#### **D) Sobre la importancia de la buena regulación: el autoconsumo de energía eléctrica, un ejemplo ilustrativo**

Recapitulando, el desarrollo del autoconsumo de energía eléctrica en los ámbitos residencial, empresarial, agrario e industrial corresponde a la libre iniciativa privada. Sin embargo, al quedar comprendido en la ordenación del suministro eléctrico, la acción administrativa de regulación ha de incidir sobre él, necesariamente, con cierta intensidad; téngase presente que su integración en el suministro (y, por consiguiente, en el sistema) añade una notable complejidad técnica, administrativa y económica al contenido de la mencionada regulación. Una regulación que responde al ejercicio de diversas potestades administrativas y ofrece cobertura a diferentes formas de actuación, ya sea mediante instrumentos normativos o ejecutivos.

Una vez sentado lo anterior resulta esencial advertir, por último, que el contenido de esta actividad debe observar los *principios de buena regulación*. En concreto, los recogidos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común. Este precepto, con el título “*Principios de buena regulación*”, establece con acierto en su primer apartado que “*en el ejercicio de la iniciativa legislativa y la potestad reglamentaria, las Administraciones Públicas actuarán de acuerdo con los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia, y eficiencia*”.

Sin embargo, a decir de Íñigo DEL GUAYO CASTIELLA: “*La identificación entre regulación y normación acontece de modo definitivo con la ley de procedimiento administrativo y la ley del sector público, ambas de 2015. Los preceptos relativos a la better regulation se incluyen en el Título VI, dedicado a la iniciativa legislativa y a la potestad para dictar reglamentos y otras disposiciones. Los principios de la buena regulación devienen así en principios de una buena normación*”<sup>405</sup>. Un enfoque por parte del legislador que resulta incompleto, pues incorpora a nuestro ordenamiento el concepto de *buena regulación* prescindiendo de su dimensión económica; y, como señala más adelante el profesor DEL GUAYO, “*la regulación es algo más amplio*”.

---

<sup>405</sup> DEL GUAYO CASTIELLA, Í., “*Better and smart regulation. Los principios de buena regulación...* *op. cit.*, p. 457.

La relevancia de esta dimensión económica se advierte en que el contenido de la regulación resulta determinante en el éxito o fracaso de las empresas que operan en los denominados *sectores económicos regulados*, entre los cuales se halla el sector eléctrico.

Recuérdese, en este sentido, cómo afectó a multitud de inversores en energías renovables los cambios regulatorios producidos por efecto del Real Decreto-ley 9/2013; situación que finalmente fue justificada por el Tribunal Supremo con la forzada creación conceptual del *riesgo regulatorio*, un escenario absolutamente contrario al principio de seguridad jurídica y, por extensión, a la *buena regulación*.

Más ilustrativa es, si cabe, la regulación del autoconsumo de energía eléctrica. Las barreras para el desarrollo del autoconsumo establecidas por el Real Decreto 900/2015 han supuesto la parálisis del sector durante un lustro; pero ha bastado con que el reciente Real Decreto 244/2019 modificara profundamente la regulación de esta modalidad de suministro, siguiendo los principios de buena regulación<sup>406</sup>, para que el negocio generado en torno al autoconsumo se haya multiplicado sin necesidad de excesivas ayudas.

Así pues, cuando hacemos referencia a la necesidad de regular, pretendemos que por ello se entienda regular bien; dado que los perjuicios de hacerlo en virtud de criterios que resulten ajenos a la *buena regulación* suelen ser de difícil o imposible reparación.

#### **4. Ordenación jurídico-administrativa del autoconsumo**

Una vez delimitado el concepto de autoconsumo en lo referido a la generación de energía eléctrica y abordados los fundamentos teóricos de la intervención administrativa en el desarrollo de la actividad, analizaremos a continuación las cuestiones relativas al actual régimen jurídico del autoconsumo que suscitan mayor interés desde la óptica del Derecho Administrativo.

---

<sup>406</sup> El Real Decreto 244/2019 reconoce en su Exposición de Motivos que “*esta norma se ha elaborado teniendo en cuenta los principios que conforman la buena regulación a que se refiere el artículo 129.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas*”.

## **A) Régimen jurídico del autoconsumo en España: antecedentes y evolución normativa**

### **a) Cuando el autoconsumo se asociaba a las plantas de cogeneración**

El antecedente normativo más remoto en materia de autoconsumo se encuentra en la Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de la energía. Como ya ha sido apuntado en otros lugares del presente estudio, el autoconsumo de electricidad es una actividad que no resulta novedosa por su reciente invención, pues viene siendo practicada desde hace décadas, sino por las siguientes razones: su actual proyección en el ámbito residencial; el novedoso uso de fuentes de energía renovables; así como la evolución de las tecnologías empleadas. De tal modo que la Ley 82/1980 dedica su Capítulo Segundo al *“Fomento de la autogeneración de energía eléctrica”* pensando de manera principal, no en los consumidores domésticos, sino en las industrias que utilizaban plantas de cogeneración en los procesos de fabricación de sus productos<sup>407</sup>.

En concreto, el artículo 7 de la Ley 82/1980 establecía lo siguiente: *“Se consideran autogeneradores de energía eléctrica a los titulares individuales o agrupados de instalaciones de cualquier tipo que, simultáneamente, reúnan las condiciones siguientes: a) Que el fin primordial de sus actividades no sea el de producir energía eléctrica, pero obtengan o puedan obtener ésta por sus propios medios, a partir de la utilización de residuos o subproductos energéticos excedentarios de su proceso de producción o, en general, por cualquier medio que represente una mejora del consumo energético”*. Precepto cuyo contenido refleja que en aquellos años el legislador vinculaba el autoconsumo, especialmente, a los procesos industriales o de producción de bienes. En este sentido guardaba importancia el desarrollo reglamentario llevado a cabo por el Real Decreto 907/1982, de 2 de abril, sobre fomento de la autogeneración de energía eléctrica.

---

<sup>407</sup> Son aquellas plantas que, utilizando gas natural o biocombustibles, generan de forma simultánea energía eléctrica y energía térmica (calor útil). La cogeneración mantiene en régimen de autoconsumo, aproximadamente, el 10 % de su producción. De hecho, según lo establecido por el artículo primero del Real Decreto 907/1982 podían obtener la condición de autogeneradores eléctricos, entre otras, las instalaciones *“que combinasen la producción de calor con la producción de energía eléctrica y utilicen combustibles convencionales, obteniendo un rendimiento energético global superior al que se obtendría adquiriendo la energía eléctrica de la red nacional y produciendo el calor separadamente”*.

Más adelante, en relación con el autoconsumo, sería relevante la aprobación del Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables. Resulta significativo, como así reconocía la propia norma en su Exposición de Motivos, que se identificara claramente la *autogeneración* como una categoría capaz de encuadrar, no sólo a la cogeneración, también a las instalaciones cuyo funcionamiento estuviera basado en el uso de fuentes de energía renovables:

*“El Plan Energético Nacional 1991-2000 incluye, entre sus prioridades de política energética, aumentar la contribución de los autogeneradores a la generación de energía eléctrica, pasando del 4,5 por 100 en 1990 al 10 por 100 para el año 2000, contemplando en este apartado dos tipos de actividad claramente diferenciados: la cogeneración y la generación a partir de energías renovables. La primera supone un ahorro de energía primaria y contribuye a reducir pérdidas en transporte y generación, y las energías renovables disminuyen, obviamente, el consumo de energía primaria convencional y tienen un impacto positivo en la protección medioambiental.”*

Posteriormente, la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (que, precisamente por ser Derecho comunitario, es también Derecho español), definía al *autoproducer* en su artículo 2.3 como *“toda persona física o jurídica que genere electricidad fundamentalmente para su propio uso”*. Un cambio de nomenclatura, de *autogeneración* a *autoproducción*, que sería asumido por el legislador interno en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Sin embargo, el Gobierno aún seguía pensando en la industria como el principal sector sobre el que aplicar las bondades del autoconsumo. Así pues, el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración, disponía mediante su artículo 2 que tenían *“la consideración de autoproduceres aquellas personas físicas o jurídicas que generen electricidad fundamentalmente para su propio uso, entendiendo que esto es así si autoconsumen en promedio anual, al menos, el 30 por 100 de la energía eléctrica producida si su potencia es inferior a 25 MW y, al menos, el 50 por 100 si es igual o superior a 25 MW”*. Potencias de elevada cuantía que se correspondían, no con clientes domésticos, sino industriales.

Esta política se mantuvo durante algo más de una década. En este sentido, el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, reconocía en su Exposición de Motivos que *“las instalaciones que utilizan el biogás o la biomasa como energía primaria para generar electricidad o las instalaciones de autoproductores que utilizan la cogeneración de alta eficiencia energética, por su reducido grado de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera y por su condición de «generación distribuida», contribuyen también al doble objetivo de proteger el medio ambiente y de garantizar un suministro eléctrico de calidad a todos los consumidores”*. En igual dirección se pronunciaba la Exposición de Motivos del Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptaban medidas urgentes en el sector energético, al recordar que *“la Ley 54/1997 establece las bases de la regulación relativas al régimen especial y, en concreto, fija la necesidad de autoconsumo eléctrico de las plantas que utilizan la cogeneración”*; es decir, vincula de forma exclusiva la actividad de autoconsumo con la de cogeneración.

**b) El autoconsumo con fuentes de energía renovables como derecho subjetivo de los consumidores: una novedad de especial relevancia en el sector residencial**

Ha sido en la década transcurrida del 2010 al 2020 cuando el autoconsumo de electricidad ha recibido, de modo progresivo, un tratamiento jurídico *ad hoc* en el sector residencial; pues, conviene recordar que, ni la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, ni la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, hacían mención expresa al autoconsumo.

Este reconocimiento comienza en España con el anticipo ofrecido por el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Guarda especial relevancia, en relación con el autoconsumo, el siguiente fragmento recogido igualmente en su Exposición de Motivos:

*“Como novedad, se simplifican los requisitos para las instalaciones de pequeña potencia que pretendan conectarse en puntos donde exista ya un suministro.*

*Del mismo modo, se excluyen del régimen de autorización administrativa las instalaciones de producción con potencia nominal no superior a 100 kW y se anuncia la futura y próxima regulación del suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo que incentivará el autoconsumo.*

*Con estas medidas se pretende el desarrollo de la generación distribuida, que presenta beneficios para el sistema como son la reducción de pérdidas en la red, la reducción de necesidades de inversiones en nuevas redes y, en definitiva, una minimización del impacto de las instalaciones eléctricas en su entorno.”*

Posteriormente, el Gobierno hizo pública una propuesta de Real Decreto por el que se establecía la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con balance neto; sin embargo, pese a ser informado positivamente por la Comisión Nacional de Energía (CNE) el 28 de marzo de 2012 -aunque matizó que existían numerosas cuestiones pendientes de concretar-, la norma nunca llegó a ser aprobada. Por esta razón, también es conocido como el Real Decreto *non nato* sobre balance neto; aspecto éste, el del balance neto, que carecería de regulación en España hasta la entrada en vigor del Real Decreto 244/2019. Norma, esta última, que se encarga de solucionar la problemática mediante el establecimiento de la compensación simplificada (mecanismo cuyo funcionamiento -analogías y diferencias respecto del balance neto incluidas- será explicado detalladamente en el Capítulo VII del presente trabajo doctoral).

Finalmente, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, ha ofrecido cobertura legal -mediante lo dispuesto en su artículo 9- para el desarrollo reglamentario del autoconsumo; ya fuera en el ámbito industrial, así como en el residencial, el comercial o el agrario. En primer lugar, a través del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulaban las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Y, posteriormente, por medio del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

El Real Decreto 900/2015 recibió multitud de críticas por fomentar negativamente el despliegue del autoconsumo. Se trataba de una norma concebida para la conservación del negocio energético basado en la generación centralizada de electricidad, siendo tres los factores que motivaban esta decisión política: a) un contexto de elevadísimo déficit tarifario<sup>408</sup>; b) la incertidumbre sobre el impacto que el desarrollo del autoconsumo tendría en los ingresos del sistema eléctrico<sup>409</sup>; c) el riesgo que podía suponer el autoconsumo para el negocio de las grandes compañías energéticas<sup>410</sup>.

El Real Decreto 244/2019, por su parte, fue el instrumento mediante el cual el Gobierno socialista trató de revertir los planteamientos conservadores antes referidos. Se trata de una norma muy aplaudida por los empresarios del sector fotovoltaico y demás agentes interesados en el despliegue del autoconsumo, pues libera a la actividad de los óbices regulatorios establecidos en el año 2015. Aunque su complejidad requiere de una explicación profunda y pormenorizada para su correcta comprensión, la cual será ofrecida en los capítulos que siguen, sí resulta oportuno anticipar las que consideramos sus principales novedades: a) la regulación del autoconsumo colectivo -antes prohibido-, así como del autoconsumo de proximidad; b) la posibilidad de compensar el precio de los

---

<sup>408</sup> La nota resumen del saldo de la deuda del sistema eléctrico, publicada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), el 10 de mayo de 2013, recogía que: “según los datos disponibles en la CNE, el saldo de la deuda del sistema en el año 2013 ascendía a 26.062,51 millones de euros”.

<sup>409</sup> Véase cómo el Consejo de Estado afirmaba sobre el Real Decreto 900/2015 (cuando se encontraba en fase de proyecto) en su dictamen núm. 820/2015, de 17 de septiembre, que “desde su borrador inicial, de acuerdo con el acertado juicio de la CNE, se sacrificaba cualquier impulso al autoconsumo en aras de la sostenibilidad económica a corto plazo del sistema eléctrico”.

<sup>410</sup> En concreto, *Avangrid, Inc.* (la filial estadounidense de Iberdrola) reconocía en su informe anual de 2016 remitido a la *Securities and Exchange Commission (SEC)* de Estados Unidos que el autoconsumo suponía un riesgo para su negocio, empleando las siguientes palabras (p. 34): “*Advances in technology could impair or eliminate the competitive advantage of our business or could result in customer defection, which could have a material adverse effect on our growth, business, financial condition and results of operations. The emergence of technology and initiatives designed to reduce greenhouse gas emissions or limit the effects of global warming and overall climate change has increased the development of new technologies for power generation, energy efficiency, and for investment in research and development to make those technologies more efficient and cost effective. There is a potential that new technology or rate design incentives could adversely affect the demand for services of our regulated subsidiaries thus impacting our revenues, which could adversely affect our cash flows, results of operations and financial concerns. For example, net energy metering allows electricity customers who supply their own electricity from on-site generation to pay only for the net energy obtained from the utility. Further, the behind-the-meter storage systems and grid integration components such as inverters or electronics could result in electricity delivery customers abandoning the grid system or replacing part of grid services with selfsupply or self-balancing, which could impact the return on current or future Networks’ assets deployed and designed to serve projected load. Such emergence of alternative sources of energy supply can result in customers relying on the power grid for limited use, such as in the case of a deficit or an emergency, or completely abandoning the grid, which is known as customer defection*”.

excedentes energéticos vertidos a la red eléctrica en la correspondiente factura mensual; c) la simplificación de los trámites administrativos relativos al autoconsumo; d) la eliminación de todos los cargos y peajes sobre la energía eléctrica autoconsumida.

Debe advertirse, no obstante, que algunos de los avances señalados en materia de autoconsumo fueron anticipados por medio del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, aprobado meses antes por el mismo Gobierno. En este sentido, creemos oportuno traer a colación la siguiente reflexión contenida en su Exposición de Motivos por su elevado interés político:

*“La apuesta por una transición energética es indispensable y urgente. Partiendo de esta premisa y en el contexto de elevación de precios en el mercado eléctrico en el que nos encontramos, el autoconsumo eléctrico renovable es un elemento imprescindible para lograr que el consumidor pueda obtener una energía más limpia y barata.*

*En España, la actividad de autoconsumo apenas ha iniciado su despliegue debido a una serie de barreras regulatorias existentes, que dificultan, desincentivan o hacen inviable económicamente esta actividad.*

*Lo anterior impide que los consumidores-productores, y la sociedad en su conjunto, puedan beneficiarse de las ventajas que puede acarrear esta actividad, en términos de menores necesidades de red, mayor independencia energética y menores emisiones de gases de efecto invernadero.*

*La implantación del autoconsumo renovable permitirá disminuir la factura energética con carácter inmediato a los consumidores que lo instalen y, adicionalmente, detraerá demanda de energía en el mercado mayorista, contribuyendo de esta manera a una contención y disminución de precios en el mercado mayorista de energía eléctrica, a una mejora de las condiciones ambientales y a una reducción de la importación de hidrocarburos que redundará en una mejora de la balanza de pagos*

*El presente real decreto-ley, en su título II, asume el contenido de la Proposición de Ley sobre autoconsumo presentada por la mayoría de los grupos políticos del Congreso, como reflejo del amplio consenso existente en la materia. En esencia, introduce tres principios fundamentales que regirán esta actividad: i) se reconoce el derecho a autoconsumir energía eléctrica sin cargos; ii) se reconoce el derecho al autoconsumo compartido por parte de uno o varios consumidores para aprovechar las economías de*



*escala; y iii) se introduce el principio de simplificación administrativa y técnica, especialmente para las instalaciones de pequeña potencia.*

*En definitiva, el desarrollo del autoconsumo permitirá la puesta a disposición inmediata para los consumidores de alternativas más económicas para su suministro eléctrico, operando como un seguro ante los elevados precios de la electricidad que se están registrando en los mercados de futuros. Lo anterior, junto con el retraso en el desarrollo de esta actividad en España, en comparación con otros países, justifica la adopción urgente de estas medidas mediante la presente norma.”*

En relación con el Derecho de la Unión Europea, la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, en el contexto del Cuarto Paquete legislativo, ha dado un importante impulso normativo al autoconsumo de electricidad llevado a cabo por consumidores domésticos; hasta el punto de llegar a reconocer en su artículo 21 que el autoconsumo de energías renovables, así como el almacenamiento y la venta de excedentes, será un derecho subjetivo de todo consumidor. Es más, tanto el Real Decreto-ley 15/2018 como el Real Decreto 244/2019 son, en buena medida, una temprana y generosa transposición de la citada Directiva.

Finalmente, cabe llamar la atención sobre la regulación legal de la autoproducción en la Ley 54/1997 y del autoconsumo en la Ley 24/2013; aunque las normas que han vertebrado su régimen jurídico hayan presentado naturaleza reglamentaria. Mientras que en la primera se regula al autoproducer como *sujeto*, pero no la autoproducción como *actividad*, en la segunda se ha obrado inversamente; regulando así el autoconsumo, pero no la figura del autoconsumidor.

Consideramos, pues, que el legislador debe tener a bien incluir en el artículo 6 de la Ley 24/2013 al autoconsumidor como un sujeto más del sistema eléctrico; precisando, asimismo, el concreto régimen de derechos y obligaciones que a los autoconsumidores ha de corresponder (como así lo hace, por su parte, la Directiva 2018/2001/UE).

## **B) Competencias asumidas por las Comunidades Autónomas en materia de autoconsumo: configuración y posibilidades**

### **a) Aproximación al complejo sistema constitucional de distribución de competencias en materia de energía**

El reparto competencial en materia de energía es, como avanzamos en el título del presente apartado, una cuestión compleja; tanto que, para su profunda comprensión, nos remitimos a diversos estudios doctrinales que han expuesto la referida problemática con el debido detenimiento<sup>411</sup>.

Las palabras que siguen guardan la modesta pretensión de poner en contexto la concreta posición que corresponde al autoconsumo de energía eléctrica en el sistema constitucional de distribución de competencias.

Para ello conviene ofrecer, previamente, unas breves nociones sobre el modo en que la Administración General del Estado, así como las Administraciones de las distintas Comunidades Autónomas, intervienen en el ámbito energético.

En primer lugar, habría que acudir a la Constitución española (CE) y destacar cuatro títulos competenciales: dos de ellos con proyección *vertical* o *sectorial* y, los otros dos, con alcance *horizontal* o *general*.

Los títulos competenciales sectoriales son los recogidos en los apartados 22 y 25 del artículo 149.1 CE, atribuyendo el primero competencia exclusiva al Estado sobre “*la legislación, ordenación y concesión de recursos y aprovechamientos hidráulicos cuando las aguas discurran por más de una Comunidad Autónoma, y la autorización de las*

---

<sup>411</sup> Vid., entre otros, los siguientes: TORNOS MAS, J.: “La distribución de competencias en el sector energético”, en MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO GONZÁLEZ, M. y BACIGALUPO SAGGESE, M. (directores), *Derecho de la Regulación Económica: Sector Energético, Tomo I*, Iustel, Madrid, 2009, pp. 53-77; BACIGALUPO SAGGESE, M.: “La distribución de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas en materia de energías renovables”, en BECKER ZAZUA, F., CAZORLA PRIETO, L. M. y MARTÍNEZ-SIMANCAS SÁNCHEZ, J. (directores), *Tratado de Energías Renovables: aspectos jurídicos, Tomo II*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2010, pp. 49-78; BACIGALUPO SAGGESE, M.: “La reordenación de las competencias estatales en materia de energía”, en CARLÓN RUIZ, M. (dir.), *La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*, Thomson Reuters-Civitas, Madrid, 2014, pp. 369-406; NARBÓN FERNÁNDEZ, J.: “Problemas competenciales en el sector de las energías renovables”, en REVUELTA PÉREZ, I. (dir.), *La regulación de las energías renovables a la luz del Derecho de la Unión Europea*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2017, pp. 43-96; y NAVARRO RODRÍGUEZ, P., “Distribución de competencias en materia de energía” en *Diccionario jurídico de la energía*, Marcial Pons, Madrid, 2012, pp. 23-40.

*instalaciones eléctricas cuando su aprovechamiento afecte a otra Comunidad o el transporte de energía salga de su ámbito territorial” y el segundo sobre “las bases de régimen minero y energético”.*

Asimismo, los títulos competenciales generales, recogidos en los apartados 13 y 23 del mismo artículo, atribuyen al Estado competencia exclusiva en las siguientes materias: de un lado, sobre *“las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica”*; y, de otro, en *“la legislación básica sobre protección del medio ambiente, sin perjuicio de las facultades de las Comunidades Autónomas de establecer normas adicionales de protección”*, así como en *“la legislación básica sobre montes, aprovechamientos forestales y vías pecuarias”*.

De conformidad con el marco constitucional descrito, los Estatutos de Autonomía asumieron una competencia de carácter *legislativo* y otra de tipo *ejecutivo*; la primera vinculada al desarrollo de las bases del sector energético y la segunda al régimen autorizatorio de las instalaciones cuando éstas no excedieran el ámbito territorial autonómico.

Para mayor claridad, entendemos oportuno traer a colación la panorámica ofrecida por Joaquín TORNOS MAS al respecto:

*“La conclusión a la que puede llegarse a partir de la lectura de la jurisprudencia constitucional es que la regulación del sector energético se concibe como una realidad que requiere un tratamiento fuertemente centralizado. La legislación básica sobre los diversos sectores (electricidad, gas y petróleo) será legislación estatal de amplio alcance. Lo básico podrá llegar en muchas ocasiones a normas reglamentarias y actos ejecutivos. El título habilitante estatal podrá también encontrarse en el artículo 149.1.13 CE. A las Comunidades Autónomas queda la competencia para autorizar instalaciones dentro de su ámbito territorial siempre que no afecten al sistema general estatal. (...) El nuevo contenido de los Estatutos de Autonomía o Estatutos de segunda generación, en lo relativo a la asunción de competencias propias en materia de energía, no creemos que suponga un cambio sustancial con respecto al sistema hasta ahora vigente. La competencia normativa en materia del sector energético sigue siendo compartida y las bases estatales seguirán encontrando en el artículo 149.1.13 CE un sólido apoyo para su desarrollo hasta los niveles reglamentarios y ejecutivos. Las Comunidades Autónomas mantendrán funciones ejecutivas en relación con las instalaciones internas que no*

*afecten al sistema energético estatal y podrán intervenir con más intensidad en materia de distribución, control de calidad y energías renovables.*”<sup>412</sup>

No obstante, al igual que el artículo 149.1.13 CE -dedicado a la planificación general de la actividad económica- es utilizado como reforzamiento de la *centralización* competencial en la ordenación de los diversos sectores energéticos, el artículo 149.1.23 CE -cuyo contenido versa sobre la protección del medio ambiente- despliega un efecto inverso; coadyuvando, muy especialmente en la regulación de las energías renovables, a la *descentralización* competencial.

Nótese que el artículo 149.1.23 CE ofrece la posibilidad de que, respetando siempre la legislación básica estatal, las Comunidades Autónomas puedan establecer normas adicionales de protección. Una oportunidad que, algunas, han aprovechado para legislar sobre el fomento de las energías renovables.

Pueden destacarse a este respecto tres ejemplos que son, además, coincidentes en el tiempo: la Ley 2/2007, de 27 de marzo, de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía; la Ley 1/2007, de 15 de febrero, de fomento de las Energías Renovables e Incentivación del Ahorro y Eficiencia Energética en Castilla-La Mancha; así como la Ley 10/2006, de 21 de diciembre, de Energías Renovables y Ahorro y Eficiencia Energética de la Región de Murcia. Todas las leyes citadas se basan competencialmente en una combinación de los títulos habilitantes recogidos en sus correspondientes Estatutos de Autonomía, atribuyéndose competencia exclusiva sobre instalaciones de producción, distribución y transporte de energía, cuando el transporte no salga de su territorio y su aprovechamiento no afecte a otra Comunidad Autónoma, con las facultades otorgadas en materia de medio ambiente por el artículo 149.1.23 CE. E, incluso, hay Estatutos de segunda generación, como el andaluz, que han incorporado expresamente entre sus competencias “*el fomento y gestión de las energías renovables y de la eficiencia energética*”<sup>413</sup>.

Una legislación autonómica que debe ser comprendida, de cualquier modo, como el desarrollo de las bases estatales en materia de energías renovables; sin que, en ningún

---

<sup>412</sup> TORNOS MAS, J.: “La distribución de competencias en el sector energético... *op. cit.*, p. 66.

<sup>413</sup> Cfr. el artículo 49.1.b) de la Ley Orgánica 2/2007, de 19 de marzo, de reforma del Estatuto de Autonomía para Andalucía; aunque este concreto título competencial también puede contemplarse en el nuevo estatuto catalán y aragonés.

caso, quepa entender la atribución competencial estatutaria en la que se apoyan como una suerte de reserva autonómica en materia de energías renovables.

Curiosamente, el artículo 3.3 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, no se limitaba a concretar el contenido básico estatal, precisando asimismo las cuestiones que habrían de corresponder a las Comunidades Autónomas en el ámbito de sus respectivos Estatutos. Un apartado que fue declarado inconstitucional y nulo por la STC 18/2011, de 3 de marzo, en la que se recordaba que *“el legislador estatal no puede incidir, con carácter general, en el sistema de delimitación de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas establecido por la Constitución y los Estatutos de Autonomía, sin una expresa previsión constitucional o estatutaria, no formulada en materia energética”*, motivo por el cual *“el legislador estatal excedió el tenor de su propia competencia, penetrando en el ámbito reservado por el bloque de la constitucionalidad a las Comunidades Autónomas”*. Una práctica que, por consiguiente, fue corregida en la Ley del 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Y, a nuestro entender, la sentencia dictada por el Tribunal Constitucional estaba cargada de razón, dado que el legislador estatal es poder constituido, no constituyente; de modo que habrá de ser el bloque de constitucional el que distribuya las competencias entre los distintos entes.

Debe señalarse que parte de la problemática competencial en el ámbito energético viene generada, además, por el entrecruzamiento de los títulos estatales antes citados, ya fueran sectoriales o generales, con las competencias asignadas a las Comunidades Autónomas (esta vez sí, con carácter exclusivo<sup>414</sup>) en materia de ordenación del territorio y urbanismo. Sin embargo, se trata de una cuestión cuya profundización excedería la pretensión introductoria del presente apartado, razón por la cual nos remitimos a las obras monográficas facilitadas al comienzo del mismo.

Finalmente, cabe decir que las corporaciones locales carecen de genuinas competencias en relación con el desarrollo normativo en materia de energía; sin perjuicio de que otras competencias que sí les son atribuidas, como las relativas a diversos aspectos

---

<sup>414</sup> Aunque formalmente la competencia autonómica al respecto tiene carácter exclusivo, también es cierto que la realidad material a la que aluden es compleja y, en ocasiones, incluye aspectos cuya regulación compete a la Administración General del Estado.

relacionados con el consumo o el urbanismo, puedan guardar un estrecho vínculo. Esta carencia explica, entre otras consecuencias, que no exista una Administración energética local. En este sentido, es común que todos los gobiernos estatales designen una cartera ministerial encargada de energía y que los gobiernos autonómicos hagan lo propio con una consejería; sin embargo, por lo general, no se observará que en los ayuntamientos haya concejalía alguna dedicada a energía (aunque, desde el inicio de la transición energética, algunos ayuntamientos están impulsando concejalías centradas en aquellas cuestiones municipales relativas a la sostenibilidad y el cambio climático).

Una realidad coherente desde una perspectiva jurídico-administrativa, dado que, al ser la organización administrativa tributaria de la previa asignación competencial (recuérdese que, si no hay competencia, no debería haber órgano administrativo), resulta razonable que la Administración energética autonómica sea limitada y la local, en sentido estricto, inexistente.

#### **b) Conflictos de competencia generados en relación con el autoconsumo de electricidad**

Una vez ubicada la cuestión energética en el complejo sistema constitucional de distribución de competencias, corresponde ahora concretar la posición ocupada por el autoconsumo de energía eléctrica; actividad integrada en la ordenación del suministro eléctrico y, por ello, directamente vinculada a las bases estatales del régimen energético. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que las energías renovables, fuente energética (en contraposición a las fósiles) de la que se nutre el autoconsumo, carecen de un específico título competencial en la Constitución española; razón por la que algunos Estatutos de Autonomía han asumido recientemente entre sus competencias *el fomento y gestión de las energías renovables y de la eficiencia energética*. Así las cosas, y en ausencia de un título competencial propio por parte del autoconsumo de electricidad, nos hallamos ante una confluencia de competencias estatales y autonómicas cuya delimitación nos conduce necesariamente a la doctrina constitucional emitida sobre la materia.

Un escenario cuya complejidad queda lúcidamente trazada en el comentario que Miguel Ángel RUIZ LÓPEZ realiza sobre la cuestión:

*“En cuanto subsistema normativo secundario, el ordenamiento jurídico autonómico adquiere sentido por su integración en el ordenamiento jurídico primario o, si se prefiere, en el Derecho del Estado. No podría hablarse de autonomía sino en el contexto del ordenamiento jurídico general que comprende al ente autonómico, que tiene como referencia un ordenamiento principal en el seno del cual adquiere sentido. Incontables materias y sectores se hallan absolutamente expuestos a la penetración de instituciones capitales del Derecho administrativo sobre las cuales el Estado ostenta competencia para fijar las bases o incluso la completa regulación normativa. La confluencia de títulos competenciales sobre estas materias a menudo exige el examen conjunto de normas estatales y autonómicas, y, por ende, las muchas incertidumbres que suscita el sistema de distribución de competencias se proyectan sobre las dificultades en conocer de la mano de la jurisprudencia constitucional criterios claros, precisos y estables que permitan resolver los problemas derivados del solapamiento y entrecruzamiento de títulos materiales en relación con un mismo asunto.”<sup>415</sup>*

Una vez sentado lo anterior, la jurisprudencia del Tribunal Constitucional que se ha pronunciado sobre el encuadre del autoconsumo de energía eléctrica dentro del sistema constitucional de distribución de competencias consta de cinco sentencias, a saber: la STC 32/2016, de 18 de febrero; la STC 60/2016, de 17 de marzo; la STC 72/2016, de 14 de abril; la STC 205/2016, de 1 de diciembre; y la STC 68/2017, de 25 de mayo.

Una doctrinal constitucional que, nótese, ha sido construida durante la vigencia del Real Decreto 900/2015; cuyo fruto, junto al Derecho de la Unión Europea (y, en especial, a las directivas y reglamentos que conforman el Cuarto Paquete en materia de energía), ha condicionado el contenido del ahora vigente Real Decreto 244/2019.

Debe advertirse que, abordando la citada jurisprudencia -entre otras cuestiones- la configuración jurídica del Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica (asunto que trataremos en el siguiente apartado), nos centraremos ahora en lo establecido por el máximo intérprete de la Constitución sobre a quiénes y en qué medida compete la regulación del autoconsumo eléctrico.

Para ello resulta especialmente ilustrativa la STC 205/2016, de 1 de diciembre, donde el presidente del Gobierno español promovió un recurso de inconstitucionalidad

---

<sup>415</sup> RUIZ LÓPEZ, M. Á., “La cláusula de prevalencia del Derecho estatal y la colisión entre jurisdicciones”, *Revista de Administración Pública*, núm. 192 (2013), p. 139.

contra el apartado 12 del artículo único de la Ley de la Asamblea Regional de Murcia 11/2015, de 30 de marzo, de modificación de la Ley 10/2006, de 21 de diciembre, de energías renovables y ahorro y eficiencia energética de la Región de Murcia<sup>416</sup>.

Según comenzó reconociendo el Tribunal Constitucional, *“puesto que del examen de la demanda se deduce con claridad que nos encontramos ante un recurso de inconstitucionalidad de carácter exclusivamente competencial, debemos comenzar por efectuar el encuadramiento del precepto controvertido en el orden constitucional de distribución de competencias, debiendo señalar al respecto que nos hallamos en el ámbito material de la energía; en particular, en el sector eléctrico. De hecho, tratándose de la materia ‘energía eléctrica’ las partes no discrepan en los títulos competenciales que consideran de aplicación para la resolución del presente proceso constitucional, sino en su alcance en relación con el precepto impugnado. (...) Así pues, los títulos competenciales estatales que preferentemente debemos tomar en consideración son los establecidos en las reglas 13 ‘bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica’ y 25 ‘bases del régimen energético’ del art. 149.1 CE, invocados ambos expresamente en la disposición final segunda de la Ley del Sector Eléctrico (LSE)”*. Es decir, un tratamiento en línea con la exposición introductoria realizada en el apartado precedente.

---

<sup>416</sup> Para una mejor comprensión de la problemática, se transcribe a continuación el precepto impugnado de la Ley 10/2006, de 21 de diciembre, de energías renovables y ahorro y eficiencia energética de la Región de Murcia:

*“Artículo 20 bis. Instalaciones para aprovechamiento y consumo directo de fuentes de energía renovables. Instalaciones de intercambio de energía.*

*1. Las instalaciones previstas para el aprovechamiento de fuentes de energía renovables cuya finalidad sea la producción de energía eléctrica, sobre las que quede acreditado el consumo de la totalidad de la energía producida, así como la ausencia de conexión eléctrica con la red del sistema eléctrico, bien mediante el aislamiento físico o bien mediante medios técnicos que produzcan un efecto equivalente al mismo, podrán ser consideradas como instalaciones aisladas del sistema eléctrico.*

*2. Las instalaciones generadoras de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, y en particular las de tecnología solar fotovoltaica de pequeña potencia, previstas para el consumo instantáneo o diferido en las modalidades de autoconsumo reguladas en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, podrán considerarse como instalaciones de intercambio de energía. La cesión de energía producida por estas instalaciones al sistema eléctrico no llevará aparejada contraprestación económica alguna, estableciéndose por la Consejería competente en materia de energía las compensaciones por dicha cesión, en términos energéticos, sin perjuicio del cumplimiento de las condiciones económicas establecidas por el Gobierno para la venta de energía no autoconsumida.*

*3. Por orden de la Consejería competente en materia de energía se definirán las condiciones técnicas y administrativas que deberán cumplir las instalaciones para aprovechamiento y consumo directo de fuentes de energía renovables, para ser consideradas como aisladas del sistema eléctrico, así como para ser consideradas como instalaciones de intercambio de energía.”*



Por lo que se refiere a las competencias autonómicas, añade que *“dichos títulos han de ser puestos en relación con el artículo 10.1.28 del Estatuto de Autonomía de la Región de Murcia (EARM), que atribuye a la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia ‘la competencia exclusiva en materia de instalaciones de producción, distribución y transporte de energía, cuando el transporte no salga de su territorio y su aprovechamiento no afecte a otra Comunidad Autónoma, sin perjuicio de lo establecido en los números 22 y 25 del apartado 1 del art. 149 de la Constitución’; competencia que comprende ‘la potestad legislativa, la potestad reglamentaria y la función ejecutiva, que se ejercerán respetando, en todo caso, lo dispuesto en la Constitución’ (art. 10.2 EARM). Conviene advertir que, como ya tenemos establecido (por todas, STC 31/2010, de 28 de junio, FJ 59), la proclamada exclusividad de la competencia autonómica no impide el ejercicio de las competencias del Estado ex art. 149.1 CE. Asimismo, a la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia le corresponden las competencias de desarrollo legislativo y ejecución en materia de ‘régimen minero y energético’, en el marco de la legislación básica del Estado y en los términos que la misma establezca (art. 11.4 EARM)”*.

Una vez determinado así el encuadramiento competencial, aclara que *“la cuestión que se suscita en el presente proceso es, por tanto, si el artículo 20 bis de la Ley de la Asamblea Regional de Murcia 10/2006, añadido por el apartado 12 del artículo único de la Ley 11/2015, puede ser entendido como un precepto compatible con lo previsto en la legislación básica en materia de autoconsumo de energía eléctrica, contenida en el artículo 9 LSE; o si, por el contrario, ha de considerarse que no respeta tal normativa básica, resultando entonces el precepto impugnado lesivo del orden constitucional de distribución de competencias y por ello inconstitucional y nulo”*. Así las cosas, el Tribunal Constitucional decide que *“al fundamentarse la impugnación del artículo 20 bis de la Ley 10/2006 en su inconstitucionalidad mediata o indirecta, lo primero que hay que analizar es si la norma estatal, que el Abogado del Estado reputa infringida por la ley autonómica, es una norma básica en el doble sentido formal y material y, por tanto, dictada legítimamente al amparo de los correspondientes títulos competenciales que la Constitución ha reservado al Estado. Y, en segundo lugar, constatar si la contradicción entre ambas normas, estatal y autonómica, es efectiva e insalvable por vía interpretativa”*.

En relación con el artículo 9 de la Ley 24/2013, el Tribunal Constitucional señala que *“cumple con los requisitos formales que nuestra doctrina ha exigido a la legislación básica, puesto que se trata de un precepto de rango legal declarado básico ex art. 149.1.13 y 25 CE en virtud de la disposición final segunda de la Ley del Sector Eléctrico”*. Y, desde la perspectiva o dimensión material, establece (remitiéndose a las SSTC 60/2016, de 17 de marzo, y 72/2016, de 14 de abril) que *“la regulación del autoconsumo de energía eléctrica contenida en el artículo 9 LSE persigue integrar este modo de producción y consumo de electricidad en el sistema eléctrico, así como prever el establecimiento por vía reglamentaria de un régimen económico de las distintas modalidades de autoconsumo, determinando de esta forma la contribución de la energía autoconsumida a la cobertura de los costes y servicios del sistema eléctrico. Por un lado, define el régimen básico de la actividad de uno de los sujetos que interviene en el sistema eléctrico, definición que ha de responder a unas características homogéneas en un sistema que opera de forma única para todo el territorio nacional; y, por otro, establece una serie de criterios generales respecto al régimen económico aplicable al mismo, extremos ambos que tienen por finalidad garantizar un desarrollo ordenado de la actividad compatible con la sostenibilidad económica y técnica del sistema en su conjunto, que es uno de los objetivos fundamentales de la Ley del Sector Eléctrico. Se trata de una cuestión que se sitúa en el ámbito de la ordenación básica de las actividades de suministro de energía eléctrica y del establecimiento de su régimen económico, para lo que los títulos de los artículos 149.1.13 y 25 CE proporcionan fundamento competencial adecuado. (...) En definitiva, ha de concluirse que el artículo 9 LSE tiene carácter básico en sentido material”*.

Mientras, en lo relativo a la norma autonómica, el más alto intérprete del texto constitucional considera que *“esta regulación contradice la normativa básica (art. 9 LSE) dictada por el Estado al amparo de sus competencias exclusivas para la ordenación básica de las actividades de suministro de energía eléctrica y del establecimiento de su régimen económico (art. 149.1.25 y 13 CE), pues la norma autonómica procede a delimitar la figura del autoconsumo de energía eléctrica, cuya regulación corresponde al legislador estatal, por tratarse de una cuestión que se sitúa en el ámbito de la ordenación básica de las actividades de suministro de energía eléctrica y del establecimiento de su régimen económico”*.

Continúa razonando, en lo que al contenido del artículo 20 bis Ley 10/2006, de 21 de diciembre, de energías renovables y ahorro y eficiencia energética de la Región de Murcia se refiere, que *“la definición legal de lo que deba entenderse por ‘aislamiento’ o ‘instalación aislada’, o la regulación de los requisitos para exonerar, en su caso, a tales instalaciones de la obligación de contribuir a los costes y servicios del sistema eléctrico por la energía autoconsumida, son cuestiones cuya determinación corresponde al Estado y no a las Comunidades Autónomas; al igual que tampoco corresponde a estas la creación (y definición) de nuevas categorías o modalidades de instalaciones de autoconsumo distintas de las previstas con carácter básico en la enumeración taxativa del artículo 9.1 LSE, exceso competencial en el que incurre la norma impugnada”*.

Finalmente, el Tribunal Constitucional concluye al respecto que *“la ya apreciada inconstitucionalidad indirecta o mediata de los apartados 1 y 2 del artículo 20 bis de la Ley 10/2006, por contradecir de manera efectiva e insalvable la normativa básica estatal en materia de autoconsumo de energía eléctrica contenida en el artículo 9 LSE, lleva aparejada, por la misma razón, la inconstitucionalidad y consiguiente nulidad del apartado 3 del art. 20 bis de la Ley 10/2006; en cuanto que la atribución de competencia reglamentaria a la Consejería murciana correspondiente para fijar las condiciones técnicas y administrativas que deberán cumplir las instalaciones para ser consideradas como ‘aisladas del sistema eléctrico’ o ‘de intercambio de energía’, vulnera el orden constitucional de distribución de competencias. Es al Estado al que corresponde definir y regular, conforme a los títulos competenciales de los artículos 149.1.13 y 25 CE, el régimen básico de la actividad de autoconsumo de energía eléctrica, integrando este modo de producción y consumo de electricidad en el sistema eléctrico y determinando por vía reglamentaria la contribución de la energía autoconsumida, en sus distintas modalidades o categorías, a la cobertura de los costes y servicios del sistema eléctrico”*.

Asimismo, destacan los siguientes razonamientos del Tribunal Constitucional recogidos en su sentencia 68/2017, de 25 de mayo, a raíz del conflicto positivo de competencia interpuesto por el Gobierno de la Generalidad de Cataluña contra diversos preceptos del Real Decreto 900/2015:

En primer lugar, la redacción original del Real Decreto 900/2015 prohibía el autoconsumo colectivo de energía eléctrica a través de lo dispuesto en su artículo 4.3, según el cual *“en ningún caso un generador se podrá conectar a la red interior de varios consumidores”*. El Tribunal Constitucional considera al respecto que *“ni en el preámbulo del Real Decreto, ni en la memoria del análisis de impacto normativo que acompañó al proyecto de este Real Decreto, ni en la respuesta del Consejo de Ministros al requerimiento de incompetencia formulado por la Generalitat de Cataluña, ni finalmente en las alegaciones de la Abogacía del Estado, se evidencia razón alguna que justifique la necesidad de imponer una prohibición de este cariz, que impide a las Comunidades Autónomas promover en ejecución de las competencias que hayan asumido en materia de energía, medidas para la implantación de instalaciones comunes de autoconsumo en urbanizaciones, grandes edificios de viviendas, o cualquier otro tipo de edificios complejos o con elementos comunitarios, y de las que se puedan beneficiar varios usuarios”*. Tras ello, concluye que *“la prohibición que establece el artículo 4.3 del Real Decreto 900/2015 incide en el ámbito de las competencias asumidas por la Generalitat conforme al artículo 133.d) EAC en materia de ‘fomento y gestión de las energías renovables y de la eficiencia energética’ en su ámbito territorial, y dificulta la consecución de objetivos de eficiencia energética y medioambientales en línea con los establecidos por la Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables; la Directiva 2010/31/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios; o la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética”*. Así pues, el artículo 4.3 del Real Decreto 900/2015 fue declarado *“contrario al orden constitucional de distribución de competencias y, por tanto, inconstitucional y nulo”*.

En segundo lugar, en lo que a la *calidad del servicio* se refiere, la STC 68/2017 establece lo siguiente: *“dado que el artículo 6 del Real Decreto 900/2015 trata de asegurar un parámetro técnico del sector eléctrico como es la calidad del suministro en el ámbito del autoconsumo, al tiempo que puede tener incidencia en la definición de su régimen económico, se encuadra en el ejercicio de las competencias básicas que las materias 13 y 25 del artículo 149.1 CE atribuyen al Estado”*. Aclarando al respecto que

tiene carácter básico “*al igual que el artículo 51 de la Ley del Sector Eléctrico y la normativa de desarrollo a la que se remite en materia de calidad del suministro*”. Sin embargo, guarda interés que “*la normativa básica de calidad no obsta para que las Comunidades Autónomas puedan imponer requisitos superiores en su zona, con independencia de que, conforme al artículo 15 de la Ley del Sector Eléctrico, no puedan ser sufragados por la vía de los peajes eléctricos que el Estado establece para todos los consumidores de España con carácter uniforme*”.

En último lugar, es relevante la reflexión contenida en la STC 68/2017 sobre la solicitud de permisos de acceso y conexión en materia de autoconsumo<sup>417</sup>. En este punto, el Tribunal Constitucional estimaba que “*es necesario distinguir entre la competencia para autorizar las instalaciones —que puede corresponder a las Comunidades Autónomas o al Estado conforme a la regla establecida en el artículo 149.1.22 CE— y la competencia para establecer los criterios para otorgar un permiso de conexión que, como indica la Ley del Sector Eléctrico en su artículo 33.1 d), corresponde reglamentariamente al Gobierno de la Nación y que han de ser homogéneos en todo el territorio. En el caso del artículo 7 del Real Decreto 900/2015 nos encontramos en este segundo supuesto: en el apartado primero se da a los consumidores la alternativa entre solicitar nueva conexión o modificar la existente a los efectos de que se lleve a cabo un mínimo análisis técnico de la instalación. Se trata, por consiguiente, de una cuestión que se sitúa en el ámbito de la ordenación básica de las actividades de suministro de energía eléctrica. Constituye un común normativo necesario para asegurar el principio de garantía del suministro de energía eléctrica a todos los solicitantes, con la necesaria continuidad y calidad*”.

En suma, la doctrina constitucional considera que es al Estado a quien corresponde regular, en virtud de los títulos competenciales contemplados en los artículos 149.1.13 y 149.1.25 CE, el régimen básico de la actividad de autoconsumo de energía eléctrica. Una determinación que resulta acertada si se tiene presente que las distintas modalidades de

---

<sup>417</sup> El artículo 7.1 del Real Decreto 900/2015 establecía al respecto lo siguiente: “*Para acogerse a cualquiera de las modalidades de autoconsumo reguladas en el presente real decreto, los consumidores deberán solicitar una nueva conexión o modificar la existente a la empresa distribuidora de la zona o, en su caso, transportista aun cuando no fueran a verter energía a las redes de transporte y distribución en ningún instante procedente de la instalación de generación instalada en su red interior o con la que comparte infraestructura de conexión a la red*”.

autoconsumo quedan integradas en el sistema eléctrico; un sistema cuya definición ha de responder a unas características homogéneas dado que opera de forma única para todo el territorio nacional.

Esta circunstancia implica, según la jurisprudencia del Tribunal Constitucional antes citada, que las bases en materia de autoconsumo abarquen determinadas cuestiones de detalle -tales como la creación de nuevas tipologías o la contribución de la energía autoconsumida a la cobertura de los costes del sistema- por tratarse de aspectos situados en el ámbito de la ordenación básica del suministro eléctrico y del establecimiento de su régimen económico.

Sin embargo, esta dinámica centralizadora en el encuadramiento competencial de aquellas actividades integradas en el sistema eléctrico, como es el autoconsumo, no debe desvirtuar las competencias asumidas por vía estatutaria en relación con la protección del medio ambiente *ex* artículo 149.1.23 CE y, especialmente, con el fomento y gestión de las energías renovables y la eficiencia energética dentro del ámbito territorial autonómico. Fue, precisamente, esta asunción competencial por parte del Estatuto de Autonomía de Cataluña en su artículo 133.d) la que llevó al Tribunal Constitucional a declarar contrario al orden constitucional de distribución de competencias y, por tanto, inconstitucional y nulo, el artículo 4.3 del Real Decreto 900/2015 por establecer que en ningún caso un generador se podría conectar a la red interior de varios consumidores.

Quiere decirse, pues, que la categorización del autoconsumo de electricidad en diferentes modalidades se considera un asunto que corresponde a la ordenación básica de la actividad y compete, en consecuencia, al Estado; pero la prohibición de una concreta modalidad, como así sucedió con el autoconsumo colectivo, que impida su despliegue sin justificación técnica alguna, se comprende un exceso estatal que implica la invasión del ámbito competencial autonómico -vinculado a la protección del medio ambiente, así como al fomento y gestión tanto de las energías renovables como de la eficiencia energética- y debe considerarse, en consecuencia, una regulación contraria al sistema constitucional de distribución de competencias.

### **C) Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica**

#### **a) La doctrina constitucional y el Real Decreto-ley 15/2018 como elementos impulsores del nuevo escenario registral en materia de autoconsumo**

En lo referido al Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica, hemos considerado que su tratamiento jurídico merece una especial consideración.

Se trata de una cuestión que, para su correcta comprensión, requiere la remisión sucesiva a las siguientes referencias normativas y jurisprudenciales: al artículo 9.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico según su redacción original; a la STC 32/2016, de 18 de febrero; al Título VI del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre; a la STC 68/2017, de 25 de mayo; a la nueva redacción del artículo 9.4 dada por el artículo 18.1 del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre; y, finalmente, al Capítulo VII del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril.

Un laberinto que, dicho con cierta ironía, explica la falta de nuevas vocaciones en el ámbito del Derecho Administrativo.

El punto de partida es, como acaba de señalarse, el artículo 9.4 de la Ley 24/2013 según su redacción original. De acuerdo con el tenor literal de este precepto legal:

*“Los consumidores acogidos a las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica tendrán la obligación de inscribirse en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, creado a tal efecto en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.*

*Reglamentariamente, previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, se establecerá por el Gobierno la organización, así como el procedimiento de inscripción y comunicación de datos al registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.”*

El Tribunal Constitucional, al conocer del recurso de inconstitucionalidad interpuesto por el Gobierno de la Generalidad de Cataluña contra, entre otros, el artículo 9 de la Ley 24/2013, tuvo que pronunciarse sobre el encaje en el orden constitucional de distribución de competencias. En este sentido, la STC 32/2016, de 18 de febrero, dio respuesta al citado recurso y dispuso en relación con el apartado cuarto que *“se limita a*

*crear un registro único en relación con los consumidores acogidos a las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica, quedando diferido a un posterior desarrollo reglamentario las cuestiones relativas a la organización, así como el procedimiento de inscripción y comunicación de datos en relación con el registro estatal. De este modo, atendiendo a las competencias estatales en la materia, la mera creación del registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, único contenido del precepto impugnado, no ha invadido las competencias autonómicas, sin perjuicio de señalar que el uso que ha hecho el Gobierno de la remisión al reglamento (Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo) pueda, en su caso, ser objeto del correspondiente control, por las vías procedimentales apropiadas, ante este Tribunal o ante la jurisdicción ordinaria”.*

De modo que, salvada la constitucionalidad del artículo 9.4 de la Ley 24/2013, hemos de acudir al FJ 10 de la STC 68/2017, de 25 de mayo<sup>418</sup>, para conocer cuál era la posición del Tribunal Constitucional sobre el tratamiento jurídico recibido por el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica a lo largo del Título VI del Real Decreto 900/2015:

*“En síntesis, el artículo 19 establece que la finalidad de este registro es ‘el control y el adecuado seguimiento de los consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica’ (apartado 3); y otorga su gestión a la Dirección General de Política Energética y Minas (apartado 2); el artículo 20, que regula la inscripción, obliga a todos los sujetos acogidos a las modalidades de autoconsumo a solicitar la inscripción en el mismo, y a los distribuidores a comunicar anualmente a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cualquier cambio en la situación de un consumidor que estuviera conectado al sistema eléctrico y modifique dicha conexión para solicitar su aislamiento; el artículo 21 regula el procedimiento de inscripción, y el artículo 22 regula*

---

<sup>418</sup> Esta sentencia se encargaba de resolver un conflicto positivo de competencias interpuesto, nuevamente, por el Gobierno de la Generalidad de Cataluña; esta vez contra diversos artículos del Real Decreto 900/2015.



*la modificación y cancelación de las inscripciones, por parte del gestor del registro (esto es, la Dirección General de Política Energética y Minas).*

*Ahora corresponde examinar si el desarrollo reglamentario del referido precepto legal que efectúan los artículos 19 a 22 del Real Decreto 900/2015 impugnados en el presente conflicto de competencias respeta la doctrina constitucional en materia de registros administrativos que, como se acaba de indicar, establece que en esta materia las competencias del Estado estén ‘circunscritas a la potestad de normación para la creación de un Registro único’ y que ‘otras facultades, de índole ejecutiva, exceden de su ámbito de actuación competencialmente posible’ (SSTC 45/2015, de 5 de marzo, FJ 6; 32/2016, FJ 3, entre otras muchas).*

*La aplicación de esta doctrina conlleva que los artículos 19, 20, 21 y 22 del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre sean contrarios al orden constitucional de competencias. La regulación que establecen estos preceptos del registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica previsto en el artículo 9.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico no puede considerarse amparada en las competencias del Estado en esta materia que, como acaba de indicarse, están ‘circunscritas a la potestad de normación para la creación de un Registro único’. Estos preceptos exceden de este ámbito competencial al atribuir a este registro facultades de carácter ejecutivo que lesionan las competencias de las Comunidades Autónomas. Así lo evidencia lo dispuesto en el artículo 19.3 en el que se establece que este registro ‘tendrá como finalidad el control y adecuado seguimiento de los consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica’. La asignación de estos fines al referido registro pone de manifiesto que a través del mismo se va a realizar una función de control y seguimiento de las instalaciones de autoconsumo, lo que vulnera las competencias ejecutivas que, en materia de energía, corresponde a las Comunidades Autónomas. Ha de tenerse en cuenta que, aunque no cabe descartar que en supuestos excepcionales puedan calificarse como básicas medidas de carácter ejecutivo —así sucederá en aquellos supuestos en los que la supraterritorialidad, la necesidad de coherencia o la homogeneidad técnica exijan la centralización de la actividad (STC 171/2016, de 8 de octubre, FJ 5)—, en el presente caso no concurren estas circunstancias, pues la función que este precepto reglamentario atribuye al registro administrativo de autoconsumo —el control y adecuado seguimiento de los consumidores acogidos al autoconsumo— puede ser ejercido por las Comunidades Autónomas sin afectar a la homogeneidad del sistema en su conjunto que exige su correcto funcionamiento. Por todo ello, la regulación que*

*efectúa el artículo 19 de este registro, dados los fines que le atribuye, vulnera el orden constitucional de competencias.*

*De igual modo los artículos 20, 21 y 22 del Real Decreto 900/2015, que regulan la obligación de todos los consumidores acogidos a las modalidades de energía eléctrica de solicitar la inscripción en el registro estatal de autoconsumo de energía eléctrica (art. 20), el procedimiento de inscripción en este registro (art. 21) y la modificación y cancelación de las inscripciones (art. 22) son también contrarios al orden constitucional de competencias. De acuerdo con la doctrina de este Tribunal, ‘la inscripción registral es un acto típicamente ejecutivo’ y por ello, en relación con la inscripción en estos registros estatales, este Tribunal ha sostenido que para que sean compatibles con las competencias ejecutivas de las Comunidades Autónomas ‘debe aceptar como vinculantes las propuestas de inscripción y de autorización o de cancelación y revocación que efectúen las Comunidades Autónomas que ostentan las competencias ejecutivas’ (SSTC 243/1994, de 21 de julio, FJ 6, y 197/1996, de 28 de noviembre, FJ 12).*

*La aplicación de esta doctrina determina, como se ha indicado, que estos preceptos sean inconstitucionales y nulos al lesionar las competencias ejecutivas que corresponden a las Comunidades Autónomas.”*

Quiere decirse que, al corresponder las competencias ejecutivas en materia de energía a las Comunidades Autónomas<sup>419</sup>, la creación de un Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica único en todo el territorio nacional responde al ejercicio una competencia estatal coherente con la potestad normativa que le viene siendo atribuida; sin embargo, el control y adecuado seguimiento de los consumidores acogidos al autoconsumo son facultades que deben ser asumidas por las Comunidades Autónomas en virtud del referido reparto competencial al tratarse de actos típicamente ejecutivos, de modo que la Administración General del Estado se estaría extralimitando en caso de que en el desarrollo reglamentario de tales aspectos niegue la intervención autonómica.

En esta línea, el Real Decreto-ley 15/2018 modifica sustancialmente el artículo 9.4 de la Ley 24/2013 adecuando su contenido a la doctrina constitucional que acabamos

---

<sup>419</sup> Salvo en supuestos excepcionales en los que resulta válida la calificación como básicas de determinadas medidas de carácter ejecutivo.

de exponer. En concreto, la justificación ofrecida en su Exposición de Motivos es la siguiente:

*“Este real decreto-ley se adecua a la doctrina del Tribunal Constitucional con relación al alcance de las normas básicas en materia de energía respetando las competencias que, en su caso, se atribuyan a las Comunidades Autónomas en sus respectivos Estatutos de Autonomía. Especialmente en materia de autoconsumo, el presente real decreto-ley modifica la normativa vigente para adecuarse a los dictados del Tribunal Constitucional en materia de registro de autoconsumo habilitando a las Comunidades Autónomas a crear y gestionar los correspondientes registros territoriales de autoconsumo.”*

Un artículo 9.4 que, desde la señalada modificación, conserva la siguiente redacción:

*“Para el seguimiento de la actividad de autoconsumo de energía eléctrica, desde el punto de vista económico, y de su incidencia en el cumplimiento de los objetivos de energías renovables y en la operación del sistema, se crea en el Ministerio para la Transición Ecológica el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica que será telemático, declarativo y de acceso gratuito.*

*Las Comunidades Autónomas con competencias en la materia podrán crear y gestionar los correspondientes registros territoriales en los que deberán estar inscritas todos los consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica ubicados en el ámbito territorial de aquéllas.*

*Para aquellos sujetos consumidores conectados a baja tensión, en los que la instalación generadora sea de baja tensión y la potencia instalada de generación sea menor de 100 kW que realicen autoconsumo, la inscripción se llevará a cabo de oficio por las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla en sus respectivos registros a partir de la información remitida a las mismas en virtud del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.*

*Reglamentariamente, previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, se establecerá por el Gobierno la organización, así como el procedimiento de inscripción y comunicación de datos al registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica. En dicho reglamento, se recogerá la información que las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla deberán remitir al Ministerio para la Transición Ecológica para su incorporación en registro administrativo de*

*autoconsumo de energía eléctrica estatal. Esta información deberá ser remitida aun cuando no dispusieran de registro administrativo autonómico.”*

Si se compara con la redacción original que transcribimos al comienzo del presente apartado, se observa cómo el protagonismo de las Comunidades Autónomas en la gestión registral del autoconsumo de energía eléctrica aumenta significativamente; e, incluso, se ofrece ahora la posibilidad de que sean constituidos registros autonómicos en la misma materia. A este respecto cabe matizar que, tanto si la Comunidad Autónoma en cuestión crea su propio registro como si opta por no hacerlo, deberá remitir la información necesaria a la Dirección General de Política Energética y Minas para la inscripción de la instalación en el registro estatal administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

La Memoria de Impacto de Análisis Normativo del Real Decreto 244/2019 afirma que *“las principales características que marcan el diseño de este Registro es que será telemático, declarativo y de acceso gratuito”*. Aunque, a nuestro juicio, resulta más relevante que *“el Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica previsto en el artículo 9.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, se nutrirá con exclusividad de la información remitida por las comunidades y ciudades autónomas”*, un hecho que confirma la importancia de la gestión autonómica en el nuevo modelo registral vinculado al autoconsumo de electricidad.

Un modelo que se desarrolla en el Capítulo VII del Real Decreto 244/2019 y que, además de lo ya comentado, trata de simplificar notablemente los trámites administrativos necesarios para la inscripción.

En este sentido, cabe destacar que los titulares de las instalaciones destinadas al autoconsumo sin excedentes con potencia inferior a 100 kW y conectadas a baja tensión se encuentran exentos de realizar el trámite de inscripción; pues, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 20.1 del Real Decreto 244/2019, la inscripción en el Registro de Autoconsumo se llevará a cabo de oficio por las Comunidades Autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla en sus respectivos Registros a partir de la información remitida a las mismas en virtud del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Una exención que no alcanza a las instalaciones de autoconsumo sin excedentes con potencia superior a 100 kW y conectadas a baja tensión, así como a las instalaciones

en autoconsumo sin excedentes conectadas en alta tensión de cualquier potencia, debiendo realizar estas el trámite de inscripción de conformidad con los procedimientos establecidos al respecto por cada Comunidad o Ciudad Autónoma. Lo cual guarda sentido, dado que en materia registral rige, como regla general, el *principio de rogación*; respondiendo las intervenciones de oficio a supuestos excepcionales.

Una información recogida por las Comunidades y Ciudades Autónomas, cuenten o no con un Registro territorial propio, cuyo traslado al Registro estatal de autoconsumo de energía eléctrica se realizará telemáticamente por ellas. Es decir, se trata de una relación interadministrativa que pretende evitarle a los autoconsumidores la asunción de una carga burocrática adicional.

En definitiva, el escenario actual dibujado por la nueva redacción del artículo 9.4 de la Ley 24/2013 y el Real Decreto 244/2019 mantiene la finalidad última buscada por el Real Decreto 900/2015: la creación de un Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico cuyo ámbito territorial sea estatal, aunque ahora, fruto de la doctrina constitucional antes citada, se ofrezca a las Comunidades y Ciudades Autónomas la posibilidad de crear Registros análogos limitados al ámbito territorial de las mismas y se les asigne la gestión de la información objeto de inscripción registral<sup>420</sup>.

De este modo, tanto la recepción inicial de los datos (realizando esta labor de oficio cuando se esté ante instalaciones de autoconsumo sin excedentes con potencia inferior a 100 kW y conectadas a baja tensión) como su remisión a la Dirección General

---

<sup>420</sup> Puede observarse cómo, sin perjuicio de la simplificación de los trámites administrativos necesarios para la inscripción registral (simplificación que, perfectamente, podría haberse proyectado sobre un modelo centralizado), el esquema registral descentralizado en materia de autoconsumo de energía eléctrica que dibuja la regulación vigente por imperativo de la doctrina constitucional referenciada añade una notable complejidad a la gestión de la información objeto de inscripción. Por ello, siguiendo nuevamente a Miguel Ángel RUIZ LÓPEZ, es oportuno traer a colación la siguiente reflexión: *“Las profundas transformaciones económicas y sociales de nuestros días no se reflejan apenas en el Estado autonómico español, anclado en una permanente idolatría de la descentralización —exacerbada desde algunos sectores hasta la pretendida desmembración—; idolatría que es ajena, desde luego, a la deseable visión integral de las políticas públicas y a la articulación coherente y razonable de un ordenamiento jurídico fragmentado. Pese a contar con un grado de autonomía política y administrativa impensable hasta hace unos años, tanto por la consolidación institucional de las Comunidades Autónomas como por la nutrida colección de competencias asumidas desde la aprobación de la Constitución, el debate político-ideológico sigue ambicionando profundizar en el autogobierno y su voracidad no parece tener fin.”* RUIZ LÓPEZ, M. Á., “La cláusula de prevalencia del Derecho estatal... *op. cit.*, p. 138.

de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, descansa en la Administración autonómica. Una tarea que, de acuerdo con el desarrollo reglamentario establecido por el Real Decreto 900/2015, correspondía a los titulares de los puntos de suministro; de forma que, atendiendo a la actual configuración jurídica del Registro, se reduce la carga administrativa a soportar por buena parte de los autoconsumidores y, en línea con lo requerido por la jurisprudencia del Tribunal Constitucional, se incrementa notablemente la participación autonómica en la gestión de los datos con interés registral.

**b) Sobre la importancia de la función registral para el cumplimiento de los objetivos marcados por la Unión de la Energía**

De igual manera que la importancia del Registro de la Propiedad resulta notoria, también ha de serlo la relevancia del Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica. Si del primero depende en buena medida la seguridad del tráfico jurídico inmobiliario, del segundo lo hace el cumplimiento de los objetivos marcados por la Unión Europea en el ámbito de la gobernanza energética, así como la seguridad en la operación del sistema eléctrico.

El propio artículo 9.4 de la Ley 24/2013 -en su redacción dada por el artículo 18 del Real Decreto-ley 15/2018- reconoce que la creación del citado Registro pretende posibilitar el seguimiento de la actividad de autoconsumo de energía eléctrica desde una triple perspectiva: a) desde el punto de vista económico; b) desde su trascendencia en la operación del sistema; c) y desde su incidencia en el cumplimiento de los objetivos fijados por la Unión de la Energía.

A efectos económicos, resulta muy útil disponer de datos oficiales sobre las instalaciones de autoconsumo de electricidad que se encuentran operativas en España. Se trata de una información que permite conocer con precisión a qué ritmo evoluciona una tecnología disruptiva que, a nuestro entender, es la clave de bóveda de la generación distribuida como nuevo paradigma energético hacia el que nos dirigimos. Si se desconoce cuál es el despliegue exacto del autoconsumo, los actores encargados de conducir la transición energética tendrán una imagen distorsionada del escenario sobre el cual deben trabajar.

Asimismo, debe notarse que las características del autoconsumo fotovoltaico condicionan notablemente la operación del mercado y del sistema, pues la diferencia sería significativa a la hora de ajustar la producción de electricidad a la demanda instantánea si en lugar de existir diez mil autoconsumidores hubiera un millón. La concentración de la curva de generación eléctrica durante aquellas horas del día que proporcionan luz solar puede deprimir el precio del *pool* al mediodía -en el supuesto de que el número de autoconsumidores conectados a la red fuera muy elevado-, hecho que variaría en días de menor radiación solar; siendo el número de instalaciones de autoconsumo conectadas a las redes de transporte y distribución, por consiguiente, una información de verdadero interés para Red Eléctrica de España (REE) como Operador del Sistema.

Finalmente, en lo que al cumplimiento de los objetivos establecidos por el sistema de gobernanza energética se refiere, el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica cumple una función esencial; siendo que el autoconsumo se nutre en la actualidad -salvando algunos supuestos relativos al escenario industrial- de fuentes renovables, sin la inscripción registral de las instalaciones se desconocería la verdadera contribución de esta actividad a los compromisos adquiridos por España en las cinco dimensiones contempladas por la Unión Europea de la Energía: descarbonización; energías renovables; eficiencia energética; seguridad energética; mercado interior de la energía; así como investigación, innovación y competitividad. Una actividad, el autoconsumo de energía eléctrica, cuya aportación puede ser muy relevante; especialmente, en materia de energías renovables, eficiencia energética y seguridad del suministro.

Sin embargo, consideramos que las instalaciones aisladas, excluidas del ámbito de aplicación del Real Decreto 244/2019 en virtud de lo dispuesto por su artículo 2.2, también deberían quedar sujetas a esta norma en lo referido al régimen registral que acabamos de describir. La razón es la siguiente: es un escenario donde el autoconsumo fotovoltaico combinado con sistemas de almacenamiento (vehículo eléctrico y/o baterías) podría lograr a corto plazo la paridad de red, no puede descartarse que las instalaciones aisladas signifiquen un porcentaje relevante de la electricidad generada en España con

fuentes de energía renovables<sup>421</sup>. De modo que, por la información que las *instalaciones aisladas* también proporcionarían -a efectos económicos, en relación con el despliegue del autoconsumo y, a efectos climáticos, en lo referido al cumplimiento de los objetivos establecidos-, entendemos muy conveniente su inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica<sup>422</sup>.

De conformidad con la Exposición de Motivos del Real Decreto 244/2019, “*este registro de ámbito estatal tendrá fines estadísticos para poder evaluar si se está logrando la implantación deseada, analizar los impactos en el sistema y para poder computar los efectos de una generación renovable en los planes integrados de energía y clima*”. Se observa fácilmente que, salvo en la incidencia sobre la operación del sistema (aunque también tendría una incidencia mediata, dado que el incremento del autoconsumo aislado voluntariamente de la red implicaría una reducción estructural de la demanda de energía eléctrica), una estadística en materia de autoconsumo de electricidad que no contabilice las *instalaciones aisladas* quedaría incompleta y, por ende, ofrecería una información distorsionada tanto de su implantación en términos absolutos como de su contribución a los objetivos de generación renovable.

#### **D) Régimen sancionador en materia de autoconsumo: la proporcionalidad como principio inspirador de la modificación elaborada por el Real Decreto-ley 15/2018**

El régimen sancionador aplicable al autoconsumo de electricidad que establecía en su redacción original la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, desarrollado reglamentariamente por el Real Decreto 900/2015, reflejaba un desmesurado carácter represivo conforme con la idea de fomento negativo subyacente en el anterior régimen jurídico del autoconsumo<sup>423</sup>.

---

<sup>421</sup> El concepto de *paridad de red* se define como el momento temporal en el que el coste de generar un kW/h directamente en un punto de consumo (con autogeneración) es igual o inferior al coste de otro kW/h suministrado a través de la red en ese mismo punto de consumo.

<sup>422</sup> De acuerdo con lo dispuesto por el artículo 3.d) del Real Decreto 244/2019, una instalación aislada es “*aquella en la que no existe en ningún momento capacidad física de conexión eléctrica con la red de transporte o distribución ni directa ni indirectamente a través de una instalación propia o ajena*”. El apartado precisa que “*las instalaciones desconectadas de la red mediante dispositivos interruptores o equivalentes no se considerarán aisladas a los efectos de la aplicación de este real decreto*”.

<sup>423</sup> El artículo 25 del Real Decreto 900/2015, bajo la rúbrica de “*Régimen sancionador*”, precisaba lo dispuesto por los correspondientes preceptos legales del siguiente modo:



Actualmente, de acuerdo con la vigente redacción de la Ley 24/2013 y con lo previsto en el Real Decreto 244/2019, el referido régimen sancionador ha sido claramente racionalizado. Una modificación, necesaria para el libre ejercicio de la actividad, que materialmente encuentra su fundamento jurídico en el *principio de proporcionalidad* y formalmente se concreta a través del Real Decreto-ley 15/2018.

Para ilustrar la problemática, conviene transcribir a continuación en qué modo la versión original de la Ley 24/2013 tipificaba las conductas infractoras relacionadas con el autoconsumo. Así pues, su artículo 64.43 calificaba como infracción muy grave *“en relación con el autoconsumo, el incumplimiento de la obligación de registro así como la aplicación de modalidades o de regímenes económicos no contemplados expresamente en esta ley y su normativa de desarrollo, así como el incumplimiento de alguno de los requisitos técnicos de aplicación a las distintas modalidades de autoconsumo cuando se produjeran perturbaciones que afecten a la calidad de suministro en el ámbito de la red a la que están conectados”*; y, en su artículo 65.35 como infracción grave *“en relación con el autoconsumo, el incumplimiento de los requisitos y obligaciones establecidos cuando no estuviera tipificado como muy grave; así como la aplicación incorrecta de las modalidades y de sus regímenes económicos asociados contemplados en esta ley y su normativa de desarrollo”*. En relación con la cuantía de la correspondiente sanción, el artículo 67.1 disponía que *“por la comisión de las infracciones muy graves se impondrá al infractor multa por importe no inferior a 6.000.001 euros ni superior a 60.000.000 de*

---

*“1. El incumplimiento de lo establecido en este real decreto podrá ser sancionado de acuerdo con lo dispuesto en el Título X de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*

*2. A título enunciativo, constituirán infracción muy grave tipificada en el artículo 64.43 de la referida ley, las siguientes conductas:*

*a) El incumplimiento de la obligación de registro.*

*b) Cuando una instalación conectada a la red realice un autoconsumo de energía que no cumpla los requisitos de las modalidades establecidas en este real decreto.*

*c) La aplicación de un régimen económico distinto al contemplado en el presente real decreto para las modalidades de tipo 1 y 2.*

*d) El incumplimiento de los requisitos técnicos indicados en el artículo 5 por parte de una instalación conectada a la red cuando esto provoque incidencias en la red de transporte o distribución.*

*3. A título enunciativo, constituirán infracción grave tipificada en el artículo 65.35 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, las siguientes conductas:*

*a) El incumplimiento de los requisitos técnicos indicados en el artículo 5 por parte de una instalación conectada a la red aun cuando esto no provoque incidencias en la red de transporte o distribución.*

*b) La aplicación incorrecta de las modalidades y de sus regímenes económicos asociados previstos en este real decreto”.*

euros” y “por la comisión de infracciones graves se impondrá al infractor multa por importe no inferior a 600.001 euros ni superior a 6.000.000 euros”.

Un castigo absolutamente desproporcionado en lo que al autoconsumo de energía eléctrica se refiere, especialmente en el ámbito residencial; dado que, conductas sin una elevada trascendencia para el sistema eléctrico a corto plazo como son el incumplimiento de las obligaciones registrales o la aplicación de modalidades no recogidas expresamente en la normativa, conllevarían una sanción de seis millones de euros si la Administración decidiera ejecutarla en su margen inferior.

Es cierto que el artículo 67.2 de la Ley precisaba de seguido que “*en cualquier caso la cuantía de la sanción no podrá superar el 10 por ciento del importe neto anual de la cifra de negocios del sujeto infractor, o el 10 por ciento del importe neto anual de la cifra de negocios consolidada de la sociedad matriz del grupo al que pertenezca dicha empresa, según los casos*”. No obstante, se trata de un precepto que está claramente diseñado para su aplicación sobre personas jurídicas al relacionar el límite porcentual con la cifra de negocio del sujeto infractor o de la sociedad matriz del grupo al que pertenezca la empresa; lo cual conduce a interpretar que, cuando habla de sujeto infractor, se está haciendo referencia a aquellas empresas que no pertenecen a un grupo, y no a una persona física. Una interpretación que consideramos razonable si se tiene presente que el conjunto de conductas tipificadas como infracciones en la Ley 24/2013, con independencia de su graduación, no tienen como destinatarios a los consumidores de electricidad, sino a aquellos sujetos que actúan en el sistema prestando diversos servicios relacionados con el suministro eléctrico (productores, distribuidores, comercializadores, etc.).

El Tribunal Constitucional tuvo la oportunidad de haberse pronunciado sobre la cuestión, precisamente, al resolver el recurso de inconstitucionalidad interpuesto por el Consejo de Gobierno de la Junta de Andalucía contra los artículos 9, 64.43, 65.35 y la disposición final segunda de la Ley 24/2013 en la STC 72/2016, de 14 de abril. Sin embargo, el Tribunal Constitucional argumenta que no pueden estimarse las quejas planteadas respecto a los artículos 64.43 y 65.35 porque su impugnación no era autónoma, sino que se encontraba vinculada a la del artículo 9 de la Ley, precepto éste último cuya constitucionalidad sí fue validada.

El Tribunal Supremo, por su parte, sí se pronunció sobre la proyección de los *principios de tipicidad y de proporcionalidad* en relación con el régimen sancionador del autoconsumo de electricidad que recogía la Ley 24/2013 y precisaba el Real Decreto 900/2015. En concreto, después de transcribir el contenido literal de los correspondientes artículos, expresó las siguientes palabras al respecto:

*“A la vista de los preceptos legales y reglamentarios que se acaban de reproducir, está claro que la indeterminación que critica la recurrente residiría más en la Ley del Sector Eléctrico que en el Real Decreto impugnado. En efecto, en lo que se refiere a las infracciones, los tipos de las infracciones muy graves y graves están en los apartados 64.43 y 65.35 respectivamente. Lo que hace el Real Decreto, precisamente, es reducir tal indeterminación al enumerar a título de ejemplo algunas conductas que entrarían dentro del tipo. De forma congruente con esta circunstancia, la actora extiende su impugnación a los referidos preceptos legales y solicita que planteemos cuestión de inconstitucionalidad sobre ellos ante el Tribunal Constitucional.*

*Esta Sala no comparte dicho criterio, pues entiende que la tipificación efectuada por los referidos artículos de la Ley del Sector Eléctrico cumple con las exigencias constitucionales de concreción de las conductas sancionadas. En efecto, el apartado 43 del artículo 64 tipifica tres conductas constitutivas de infracciones muy graves que están, sin duda alguna, muy delimitadas: el incumplimiento de la obligación de registro, la aplicación de modalidades o regímenes económicos no contemplados en la Ley y normativa de desarrollo y el incumplimiento de requisitos técnicos cuando produzcan perturbaciones que afecten a la calidad del suministro de la red a la que estén conectados. Tipos que además resultan concretados con los cuatro supuestos enunciados en el artículo 25.2 del Real Decreto 900/2015.*

*Lo mismo ocurre con las infracciones graves, a pesar de que la formulación se encuentra, posiblemente, en el límite de lo admisible. La tipificación legal se limita a dos conductas el incumplimiento de requisitos y obligaciones no tipificado como muy grave -esto es, cuando no se produjeran perturbaciones en la calidad del servicio- y el incumplimiento de los regímenes económicos legalmente previstos. Ambas conductas se reiteran, con algo más de concreción, en el apartado 3 del artículo 25 del Real Decreto impugnado.*

*En ambos casos la concreción de tipos contenida en la Ley parece suficiente, teniendo en cuenta sobre todo que la complejidad técnica de la materia -en general, de toda la regulación en el sector eléctrico-, hace inviable una descripción detallada de las*

*numerosas infracciones que pueden cometerse con el incumplimiento de requisitos técnicos. A esta consideración se añade que el Reglamento ahora impugnado añade concreción a los tipos legales, aunque lo haga a título ejemplificativo.*

*En el fundamento cuarto de la demanda, lo que se impugna es la supuesta vulneración del principio de proporcionalidad por la cuantía de la sanción que se puede imponer a las infracciones graves y muy graves previstas en los ya citados artículos de la Ley del Sector Eléctrico y el Real Decreto impugnado. Se afirma que resulta desproporcionado que se pueda imponer a una instalación de autoconsumo una sanción de 60 millones ‘por no cumplir con los requisitos establecidos en este Real Decreto’.*

*Deben recordarse, sin embargo, al menos dos circunstancias. Por un lado, que una instalación de autoconsumo no tiene porqué ser una instalación pequeña o de un sujeto particular, sino que puede ser una empresa con una considerable entidad económica e industrial. Y, en segundo lugar, que la recurrente parece dar por supuesto que se van a aplicar las cuantías máximas en todo caso. La vulneración del principio de proporcionalidad sólo se encontraría en la propia norma si los mínimos fuesen claramente exorbitantes, lo que no parece el caso (600.001 euros para las infracciones graves y 6.000.001 para las muy graves). Será entonces la aplicación de la norma lo que, en su caso, podrá ser contraria al principio de proporcionalidad si la cuantía impuesta resulta manifiestamente inadecuada para la relevancia de la infracción cometida.*

*Debemos pues rechazar ambas alegaciones y la solicitud de planteamiento de una cuestión de inconstitucionalidad”*

En lo relativo al *principio de tipicidad*, podría parecer razonable *prima facie* la argumentación ofrecida por el Tribunal Supremo basada en que, si se tiene presente la complejidad técnica de la regulación energética, la concreción de tipos contemplada en la Ley 24/2013 y en el Real Decreto 900/2015 responde de manera suficiente a lo exigible por el citado principio.

No obstante, siguiendo a Eduardo GARCÍA DE ENTERRÍA y Tomás-Ramón FERNÁNDEZ, “recordemos la STC de 15 de noviembre de 1990 a propósito de las sanciones disciplinarias, en la que se negó la posibilidad de sancionar en base a un tipo legal genérico, el de ‘incumplimiento de los deberes y obligaciones’ del funcionario. Una formulación de ilícitos de tal amplitud no ha sido infrecuente, pero resulta inadmisibles

*desde la exigencia de la tipicidad*”<sup>424</sup>. En consecuencia, la cláusula recogida en el artículo 65.35 de la Ley 24/2013 con el siguiente tenor literal “*el incumplimiento de los requisitos y obligaciones establecidos cuando no estuviera tipificado como muy grave*” consideramos que debería reputarse contraria a la doctrina constitucional dictada al amparo del principio de tipicidad. Unos tipos infractores que, incluso el propio Tribunal Supremo en una forzada interpretación *pro Constitutionem* de la norma, los estima suficientemente concretos “*a pesar de que la formulación se encuentra, posiblemente, en el límite de lo admisible*”.

En lo que al *principio de proporcionalidad* respecta nuestro posicionamiento difiere, igualmente, del mostrado por el Tribunal Supremo. En la citada sentencia se niega la vulneración del referido principio por dos razones: la primera, porque el autoconsumo de electricidad no sólo es desarrollado por pequeñas instalaciones de un sujeto particular, sino también por empresas con una considerable capacidad económica e industrial; y, la segunda, porque estima que sanciones mínimas de 600.001 euros para las infracciones graves y 6.000.001 para las muy graves no pueden considerarse claramente exorbitantes.

Debe recordarse, en lo concerniente al principio de proporcionalidad, que el artículo 29.3 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público establece lo siguiente: “*en la determinación normativa del régimen sancionador, así como en la imposición de sanciones por las Administraciones Públicas, se deberá observar la debida idoneidad y necesidad de la sanción a imponer y su adecuación a la gravedad del hecho constitutivo de la infracción*”. Resulta fundamental, pues, que el legislador pondere adecuadamente la correspondencia entre conductoras infractoras y sanciones aplicables; ponderación que, a nuestro juicio, no fue acertada en materia de autoconsumo de energía eléctrica. Las sanciones mínimas antes señaladas son claramente inasumibles para un ciudadano con una capacidad adquisitiva media y, en todo caso, castigan la acción infractora con una contundencia desmedida si se tienen en cuenta los posibles perjuicios que de ella se pudieran derivar para el sistema eléctrico.

Cuestión distinta sería que, a fin de ofrecer diferente tratamiento en función de la naturaleza jurídica del sujeto infractor, se hubiera establecido diversa sanción pecuniaria

---

<sup>424</sup> Vid. GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.-R., *Curso de Derecho Administrativo*, Vol. II, Civitas, Madrid, 2013, p. 184.

de acuerdo con la potencia instalada por el autoconsumidor; lo cual podría ser un criterio válido para discriminar entre el autoconsumo residencial y el industrial. Una distinción que se ajustaría a lo dispuesto por el artículo 29.2 de la Ley 40/2015, según el cual *“el establecimiento de sanciones pecuniarias deberá prever que la comisión de las infracciones tipificadas no resulte más beneficiosa para el infractor que el cumplimiento de las normas infringidas”*.

Pese al sentido de la jurisprudencia aludida, el cambio de Gobierno trajo consigo un nuevo régimen jurídico para el autoconsumo de electricidad a través del Real Decreto 244/2019. Y, en lo que al régimen sancionador respecta, éste fue modificado con carácter previo y urgente mediante el Real Decreto-ley 15/2018, dado que su artículo 18 estableció las siguientes modificaciones en la Ley 24/2013:

- a) Se modificó el apartado 43 del artículo 64 en relación con las infracciones muy graves, quedando redactado como sigue:

*“43. El incumplimiento de alguno de los requisitos técnicos de aplicación a las distintas modalidades de autoconsumo cuando se produjeran perturbaciones que afecten a la calidad de suministro en el ámbito de la red a la que están conectados.”*

- b) Se añadió un apartado 14 al artículo 66 en relación con las infracciones leves, quedando redactado como sigue:

*“14. En relación con el autoconsumo, el incumplimiento de los requisitos y obligaciones establecidos, cuando no estuviera tipificado como muy grave; así como la aplicación incorrecta de las modalidades y de sus regímenes económicos asociados contemplados en esta Ley y su normativa de desarrollo.”*

- c) Se añadió el siguiente párrafo en el apartado 2 del artículo 67 relativo a las sanciones:

*“En los casos en los cuales la infracción esté relacionada con el autoconsumo, la sanción máxima será la mayor de entre las dos cuantías siguientes: el 10 % de la facturación anual por consumo de energía eléctrica o el 10 % de la facturación por la energía vertida a la red.”*

Cabe añadir que, en el desarrollo reglamentario recogido por el Real Decreto 244/2019, únicamente se dispuso lo siguiente: *“el incumplimiento de lo establecido en*

*este real decreto podrá ser sancionado de acuerdo con lo dispuesto en el título X de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre”.*

En definitiva, consideramos muy acertado que el Ministerio para la Transición Ecológica, pese al posicionamiento que manifestaron tanto del Tribunal Constitucional como del Tribunal Supremo en los pronunciamientos jurisprudenciales antes señalados y al silencio guardado sobre la cuestión por parte del Consejo de Estado y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en sus correspondientes dictámenes, haya modificado el régimen sancionador del autoconsumo de energía eléctrica con el fin de subsanar lo que, a nuestro juicio -y, a la vista de los acontecimientos, también al del nuevo departamento ministerial- suponía una grave violación del *principio de proporcionalidad*.

Así pues, aunque las actuales disposiciones sancionadoras mantienen la referencia genérica al “*incumplimiento de los requisitos y obligaciones establecidos*” con el que no podemos estar de acuerdo por su colisión con el principio de tipicidad, el párrafo incluido en el artículo 67.2 *in fine* de la Ley 24/2013 resuelve perfectamente la problemática existente en relación con el principio de proporcionalidad; una especificación en materia de autoconsumo que, sin necesidad de fijar distinciones en virtud de la potencia instalada, se muestra respetuosa con las exigencias derivadas de la proporcionalidad sin perjuicio de que el sujeto infractor sea un ciudadano con capacidad adquisitiva media (persona física) o una gran empresa (persona jurídica).

## CAPÍTULO VI. MODALIDADES DE AUTOCONSUMO

### 1. Introducción: el fomento del autoconsumo desde la actividad administrativa de ordenación

El régimen técnico, jurídico y económico del autoconsumo de electricidad durante la vigencia del Real Decreto 900/2015 ha sido claramente restrictivo. El temor por parte de la Administración a que un despliegue masivo del autoconsumo eléctrico incrementara el dramático déficit de tarifa, situado entonces en 26.062,51 millones de euros<sup>425</sup>, propició la aprobación de un real decreto que los administrativistas más clásicos, a buen seguro, habrían descrito como un instrumento de *fomento administrativo negativo*.

Sin embargo, tanto el Real Decreto-ley 15/2018 como el Real Decreto 244/2019, han supuesto un giro radical en la regulación del autoconsumo. La preocupación por garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, muy presente en el año 2015, ha sido desplazada en los más recientes preámbulos normativos por la preocupación que ahora, en el año 2020, suscita el cumplimiento de los objetivos de penetración de energías renovables y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero; tarea para la cual el Ministerio para la Transición Ecológica ha considerado que el autoconsumo de electricidad mediante fuentes de energía renovables puede contribuir positivamente. Asimismo, el Ministerio identifica el autoconsumo como una eficaz herramienta para el proceso de electrificación, así como una actividad propicia para estimular la economía y el empleo local -tanto en el medio urbano como en el rural- por razón de su carácter distribuido.

Estas razones, cambio de Gobierno mediante, han impulsado la aprobación de un nuevo marco regulador que en poco se asemeja al anterior. Retomando nuevamente el principio de *intercambiabilidad* de las técnicas administrativas, nos recuerda Germán FERNÁNDEZ FARRERES que “*un mismo objetivo o finalidad se puede conseguir utilizando, de manera alternativa, una u otra modalidad o forma de actuación*”<sup>426</sup>. Así

---

<sup>425</sup> Vid. la nota resumen del saldo de la deuda del sistema eléctrico, publicada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) el 10 de mayo de 2013: “Según los datos disponibles en la CNE, el saldo de la deuda del sistema en el año 2013 asciende a 26.062,51 millones de euros. Los tenedores de la deuda son FADE (72,57 %), las compañías eléctricas (15,48 %), y terceros (11,95 %)”.

<sup>426</sup> FERNÁNDEZ FARRERES, G., *Sistema de Derecho Administrativo, Tomo II... op. cit.*, p. 34.



pues, desde la actividad administrativa de ordenación se ha logrado el resurgir del sector fotovoltaico, sin que para lograr este objetivo haya sido necesario caer en el abuso del *fomento administrativo positivo* concretado en el ofrecimiento de incentivos y ventajas de carácter esencialmente económico; como sucediera en tiempos no muy lejanos que todos recordamos con cierta pesadumbre.

La explicación es sencilla: cuando el precio de una tecnología (como así ha sucedido con la fotovoltaica) se reduce exponencialmente, no resulta necesaria -por lo general- la concesión de ayudas. Al contrario, basta con que el Derecho permita realizar libremente las actividades que tecnológicamente son posibles y económicamente resultan rentables.

En definitiva, el reemplazo de una ordenación jurídico-administrativa de carácter restrictivo por otra donde las cargas regulatorias son las estrictamente necesarias para garantizar la seguridad de las instalaciones, ha permitido un exponencial despliegue del autoconsumo<sup>427</sup>; demostrándose la inconveniencia de ejecutar una política subvencional generosa cuando resulta posible aprovechar el carácter competitivo de la tecnología útil.

En la línea apuntada, la organización sin ánimo de lucro Ecooo Revolución Solar ha elaborado un interesante informe en el que señala lo siguiente:

*“La legislación estatal en materia de energías renovables y, en particular, la específica de autoconsumo, no ha hecho más que retrasar y poner trabas a lo que hoy es un hecho*

---

<sup>427</sup> En este sentido, entendemos oportuno traer a colación los datos publicados por UNEF que demuestran, claramente, la vinculación entre el cambio de modelo regulatorio y la reactivación económica del sector: *“Según los datos registrados por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), en 2019 en España se instalaron 459 MW de nueva potencia fotovoltaica en instalaciones de autoconsumo, lo que supone duplicar la potencia instalada en 2018, que fue de 235 MW. De estos 459 MW, estimamos que un 10 % se corresponden a instalaciones de autoconsumo aisladas de la red, y un 90 % a proyectos conectados a la red eléctrica. En cuanto al reparto por sectores, estimamos que la mayoría de esta nueva potencia (entre un 50-60 %) se ha instalado en el sector industrial, un 30-40 % en el sector comercial y un 10 % en el sector residencial. Este notable despliegue del autoconsumo ha sido impulsado por el nuevo marco normativo liberalizado, definido por el RD de Autoconsumo 244/2019 y el RDL 15/2018, que, además de eliminar las barreras económicas y administrativas, como el llamado “impuesto al sol”, ha introducido la posibilidad de instalar autoconsumo compartido en bloques de viviendas y el mecanismo de compensación simplificada, a través del cual los autoconsumidores pueden recibir una compensación económica para los excedentes de energía que vierten a la red.”*

Titular de la noticia: La nueva regulación permite el despliegue del autoconsumo en España, (5 de febrero de 2020), Unión Española Fotovoltaica (UNEF).

Recuperado de:

<https://unef.es/2020/02/la-nueva-regulacion-permite-el-despliegue-del-autoconsumo-en-espana/>

*contrastado, el autoconsumo con energía solar fotovoltaica es viable en España sin apoyos en forma de primas o subvenciones. Ante la parálisis del sector provocada en gran medida por esa legislación tan restrictiva, diferentes comunidades autónomas tratan de promover el autoconsumo a través de ayudas a la instalación de energía solar fotovoltaica por medio del mecanismo de la subvención. Sin embargo, las subvenciones pueden tener efectos adversos, de forma que en lugar de promover o favorecer las instalaciones de autoconsumo, las desincentivan.*<sup>428</sup>

Una vez sentado lo anterior, procedemos al análisis de las principales aportaciones que trae esta nueva ordenación, siendo las más interesantes: el autoconsumo colectivo, el autoconsumo de proximidad y la remuneración de los excedentes energéticos vertidos en la red. Todo ello se hará, por cierto, desde la comparación entre el esquema organizativo del autoconsumo recogido en el Real Decreto 900/2015 y el nuevo esquema contemplado en el Real Decreto 244/2019; dado que, sólo desde esta perspectiva comparada, es posible comprender el régimen jurídico del autoconsumo de electricidad en su plenitud.

## **2. El autoconsumo mediante instalaciones aisladas voluntariamente de la red: una opción ajena al sistema eléctrico, pero no al Estado garante**

### **A) Ante la posibilidad de generar y consumir fuera del sistema eléctrico**

De los capítulos anteriores se desprende una idea central: las redes eléctricas serán el elemento esencial para lograr la convergencia entre pequeña y gran escala. En concreto, la red eléctrica de distribución se presenta como el nuevo punto de encuentro entre los distintos agentes del sistema.

El autoconsumo como actividad motriz del nuevo modelo energético distribuido necesita de la red, principalmente, por dos razones:

- a) En primer lugar, porque es en conexión con la red de distribución como el autoconsumo alcanza su máximo potencial. Si las instalaciones de generación asociadas no se encontrasen conectadas a la red, innovaciones tan relevantes

---

<sup>428</sup> *Guía para el fomento del autoconsumo renovable desde el ámbito municipal*, Ecooo Revolución Solar, Madrid, julio de 2018, p. 21.

para la integración de las energías renovables en el mercado eléctrico, como la *agregación* de recursos distribuidos, resultarían inviables.

- b) Y, en segundo lugar, para garantizar la seguridad del suministro eléctrico. Sin la capacidad de respaldo asegurada mediante la conexión a la red eléctrica, la intermitencia de las fuentes de energía renovables supondría un elevado riesgo para el bienestar de las personas; pues, ni siquiera empleando sistemas de almacenamiento, el suministro eléctrico estaría garantizado.

Esta realidad, sin embargo, confronta con una opción que resulta ajena a las modalidades de suministro eléctrico con autoconsumo reguladas en el Real Decreto 244/2019: nos referimos al autoconsumo mediante instalaciones de generación aisladas de la red. En este sentido, el artículo 2.2, relativo a su ámbito de aplicación, establece que *“se exceptúa de la aplicación del presente real decreto a las instalaciones aisladas”*. Más adelante, el artículo 3.d) define la instalación aislada como *“aquella en la que no existe en ningún momento capacidad física de conexión eléctrica con la red de transporte o distribución ni directa ni indirectamente a través de una instalación propia o ajena”*, a lo cual añade que *“las instalaciones desconectadas de la red mediante dispositivos interruptores o equivalentes no se considerarán aisladas a los efectos de la aplicación de este real decreto”*.

La exclusión presenta cierta lógica, dado que, al tratarse de instalaciones que no guardarán en ningún caso conexión con las redes, tampoco tendrán posibilidad alguna de interactuar con el sistema eléctrico. Pese a ello, entendemos que el Real Decreto 244/2019 sí debería aplicarse, parcialmente, en materia de instalaciones aisladas.

Es verdad que, al estar desconectadas, no deben pagar ningún tipo de peaje de acceso a las redes de transporte y distribución. Por la misma razón, no es posible que viertan sus excedentes en la red y, por consiguiente, es razonable que tampoco les resulte de aplicación el régimen económico previsto para el autoconsumo en el vigente marco normativo.

Sin embargo, el artículo 19.1 del Real Decreto 244/2019 reconoce que el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica tendrá, entre otras finalidades, el

seguimiento de la actividad de autoconsumo a efecto de su incidencia en el cumplimiento de los objetivos de energías renovables. Así pues, estando las instalaciones aisladas totalmente excluidas de su ámbito de aplicación, quedarán eximidas de su inscripción en el mencionado Registro; y, en línea con lo comentado anteriormente, según aumente el despliegue del autoconsumo a través de instalaciones aisladas, mayor será la pérdida de información relativa al cumplimiento de los objetivos energéticos y medioambientales fijados por la Unión Europea.

### **B) Una oportunidad para las empresas, un riesgo para las familias**

Según afirma la *International Renewable Energy Agency (IRENA)* en su informe *REthinking Energy* (2017): “Las fuentes de energía eólica y solar ahora son competitivas en relación con las fuentes convencionales de electricidad, ya que sus costes se han reducido considerablemente en los últimos años. El precio de las turbinas eólicas ha disminuido casi un tercio desde 2009 y el de los módulos solares fotovoltaicos se ha reducido en un 80 %. Esta evolución se refleja en el coste final de la electricidad, y en algunos casos, ciertas tecnologías han alcanzado la paridad de red”<sup>429</sup>.

En consecuencia, la extraordinaria evolución tecnológica ha posibilitado nuevos modelos de negocio; y, en particular, ha logrado que, debido a la notable caída de los costes de fabricación de los módulos solares fotovoltaicos durante la última década, la denominada *paridad de red* comience a ser una realidad. Nos hallamos ante un concepto económico (en inglés, *grid parity*) que, a decir del Instituto Vasco de Competitividad (Orkestra), “suele aplicarse a la generación distribuida y, más concretamente, al autoconsumo”. Precisa, a este respecto, que “la tecnología ha alcanzado la paridad de red cuando el coste de su producción eléctrica para el consumidor final es igual o inferior al coste de la energía obtenida del sistema eléctrico, incluyendo coste de generación, coste de las redes y otros costes incluidos en los peajes de acceso”, para concluir que “cuando se dan estas condiciones, desde un punto de vista económico, sería preferible

---

<sup>429</sup> Resumen ejecutivo del informe “*REthinking Energy*” elaborado por la *International Renewable Energy Agency (IRENA)*, 2017, p. 2.

*autoconsumir la propia energía generada a comprarla a los comercializadores del sistema*”<sup>430</sup>.

Por ello, el autoconsumo de electricidad mediante instalaciones aisladas de la red es una opción que están comenzando a plantearse seriamente empresas y familias; sin embargo, entendemos que el tratamiento jurídico no debe ser igual para colectivos que presentan características diversas. Mientras que en el ámbito empresarial aislarse de la red puede ser una decisión acertada, en el residencial conllevaría la asunción de un riesgo que, a nuestro juicio, no debería permitirse.

El autoconsumo aislado con sistemas de acumulación (baterías) puede ser muy interesante para aquellas empresas que reúnan las siguientes condiciones: a) elevado consumo eléctrico diurno; b) localización en una zona con intensa radiación solar; c) disposición de una cubierta de grandes dimensiones donde instalar los módulos solares fotovoltaicos. Por lo tanto, España es un país idóneo para el autoconsumo aislado, sobre todo si se aplica en aquellos negocios (piénsese, por ejemplo, en los centros comerciales) cuya actividad (curva de consumo) coincide en gran medida con las horas de mayor radiación solar (curva de generación)<sup>431</sup>.

En el ámbito residencial, sin embargo, el autoconsumo aislado voluntariamente de la red eléctrica provoca una situación que desborda el concepto de *riesgo permitido*. Siguiendo a José ESTEVE PARDO, “*el concepto de riesgo se define convencionalmente por contraste con el concepto de peligro*”. A decir del autor, “*el peligro tiene un origen natural (peligros son las enfermedades, las plagas, los desastres naturales y, también, todas las limitaciones hostiles de la naturaleza) (...) mientras que el riesgo tiene su origen en la actividad humana (en la tecnología, destacadamente)*”. Añade que se trata de una

---

<sup>430</sup> ÁLVAREZ PELEGRY, E. y CASTRO LEGARZA, U., *Generación distribuida y autoconsumo. Análisis regulatorio*, Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad, Bilbao, 2014, p. 8.

<sup>431</sup> Estas eran las características que presentaba, según informa *Diario Renovables*, la primera instalación de autoconsumo aislado en zona urbana de España. Se trataba, en concreto, de Eurochange; esta empresa, dedicada al cambio de divisas, decidió aislar de la red eléctrica sus oficinas de Benidorm. Los datos técnicos a destacar son los siguientes: a) potencia instalada: 10.620 kW; b) espacio de la cubierta dedicado a la instalación: 80 m<sup>2</sup> (36 módulos solares fotovoltaicos); c) almacenamiento: 24 baterías (de 2V cada una) de plomo-ácido para formar, en total, una batería de 48V y 43,68 kW/h de capacidad.

Recuperado de:

<https://www.diariorenovables.com/2016/11/la-primer-a-instalacion-de-autoconsumo-aislado-en-zona-urbana.html>

tendencia irreversible: “*el desarrollo tecnológico nos aleja de la naturaleza y sus peligros para adentrarnos en el territorio de los riesgos por nosotros mismos generados*”. Continúa reflexionando el profesor ESTEVE PARDO del siguiente modo: “*No es posible un estado de ausencia de riesgo. El riesgo cero, no existe. (...) Las decisiones que adoptamos sobre los riesgos, no son decisiones que imponen la exclusión de todo riesgo, ni decisiones entre riesgo y no riesgo. (...) Se opta por un determinado nivel de riesgo. Las decisiones jurídicas, mediante normas o mediante actos administrativos, tienen por objeto determinar el nivel de riesgo por el que se opta, el riesgo que se acepta. Damos así con el concepto, absolutamente fundamental en la actualidad y más aún en el futuro, de riesgo permitido. Un concepto que desplaza al viejo concepto de orden público y se sitúa en el eje de intervención del moderno Derecho de la regulación y gestión de riesgos*”<sup>432</sup>.

En el anterior subapartado señalamos que la necesidad de las redes traía causa de su contribución tanto al nuevo diseño del mercado eléctrico como a la seguridad del suministro. Por ello, la ausencia de conexión a la red eléctrica como respaldo o *back up* en los supuestos de autoconsumo residencial aislado es la razón que, a nuestro entender, fundamenta el desbordamiento del referido riesgo permitido.

Mientras que la imposibilidad de interactuar con otros consumidores a través de la red afecta a la optimización de las instalaciones (es decir, es una cuestión de eficiencia), la total renuncia al respaldo que la red eléctrica ofrece puede tener verdadero alcance sobre la integridad física y/o la vida de las personas (afectando, de este modo, a los derechos fundamentales que recoge el artículo 15 CE)<sup>433</sup>.

---

<sup>432</sup> ESTEVE PARDO, J., *Lecciones de Derecho administrativo*, Marcial Pons, Madrid, 2017, pp. 357-361.

<sup>433</sup> Puede ello observarse en la dramática situación sufrida, a nivel mundial, por motivo del COVID-19. Mientras que la práctica totalidad de los servicios se están suspendiendo durante las medidas de excepción adoptadas en cada país, en todos ellos se está tratando de garantizar el suministro eléctrico por razón de su importancia para la vida de las personas. En este sentido, el director general de Iberdrola México, Enrique ALBA, afirma que “*la disponibilidad de energía eléctrica es fundamental para garantizar la seguridad, los servicios médicos y la actividad industrial esencial*”.

Titular de la noticia: “Iberdrola México dona 1,14 millones de euros en material médico contra el COVID-19”, (20 de abril de 2020), *La Vanguardia*.

Recuperado de:

<https://www.lavanguardia.com/vida/20200420/48642786951/iberdrola-mexico-dona-114-millones-euros-en-material-medico-contra-covid-19.html>

Como venimos señalando durante el presente estudio, el suministro de electricidad tiene la consideración jurídica de servicio esencial. La Exposición de Motivos de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, comenzaba reconociendo *que “el suministro de energía eléctrica es esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad”*, afirmando, en su artículo 2.2, que las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica *“tendrán la consideración de servicio esencial”*. En esta línea, la Exposición de Motivos de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, destaca *“el carácter de servicio esencial del suministro eléctrico y la afección territorial, medioambiental y estratégica del sistema eléctrico”*, asumiendo que *“la actividad económica y humana no puede entenderse hoy en día sin su existencia”*. Además, la Ley 8/2011, de 28 de abril, por la que se establecen medidas para la protección de infraestructuras críticas, define los *servicios esenciales* a través de su artículo 2.a) como *“los servicios necesarios para el mantenimiento de las funciones sociales básicas, la salud, la seguridad, el bienestar social y económico de los ciudadanos, o el eficaz funcionamiento de las Instituciones del Estado y las Administraciones Públicas”* e incluye la Energía entre los calificados como sectores estratégicos.

En este sentido, Juan DE LA CRUZ FERRER entiende que *“los suministros de energía constituyen servicios imprescindibles para nuestra vida personal, social y económica”*. Asimismo, advierte que *“el análisis -predominantemente económico, tecnológico o industrial- de las cuestiones energéticas no suele tener en cuenta que, desde una perspectiva jurídica, los suministros de energía, al igual que otros servicios públicos económicos (comunicaciones, transporte, suministro de agua, etc.) y sociales (sanidad, educación, etc.), permiten -o impiden- el ejercicio de derechos fundamentales y libertades públicas”*. Es decir, *“estamos tan acostumbrados a disponer de electricidad, gas o gasolina que raramente somos conscientes de que sin energía no podríamos vivir (o, al menos, sobrevivir en las condiciones actuales)”*. Y concluye que *“por eso, la Constitución dispone en su artículo 28 que las leyes deben asegurar el mantenimiento de los ‘servicios esenciales de la comunidad’, sin que nadie pueda impedir su funcionamiento, incluso por el ejercicio de un derecho fundamental como la huelga”*<sup>434</sup>.

---

<sup>434</sup> DE LA CRUZ FERRER, J., “La regulación de la transición renovable ante el trilema de la política energética”, en DE LA CRUZ FERRER, J. (dir.) y ZAMORA SANTA BRÍGIDA, I. (coord.), *Energía y*

Por todo lo expuesto, entendemos que los perjuicios causados por un déficit de suministro eléctrico en el ámbito empresarial pueden ser socialmente aceptables, ya que afectarían exclusivamente a las actividades comerciales que la empresa se encontrara desarrollando<sup>435</sup>. No obstante, aquellos perjuicios provocados por la falta de suministro eléctrico en el ámbito residencial podrían tener consecuencias dramáticas; sobre todo, si se producen durante una ola de calor o de frío (es decir, en condiciones meteorológicas extremas).

En suma, se debería diferenciar entre el *riesgo empresarial* socialmente aceptable y el *riesgo para la salud de las personas* que excedería lo permisible. Un claro ejemplo de la distinción a la que acaba de aludirse es el tratamiento recibido por el suministro de electricidad en el Real Decreto 463/2020, de 14 de marzo, por el que se declara el estado de alarma para la gestión de la situación de crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19. Mientras que, por motivo de la extraordinaria gravedad de la tesitura, la norma ordenaba la suspensión de diversas actividades y servicios<sup>436</sup>, disponía en su artículo 17 que “*las autoridades competentes delegadas podrán adoptar las medidas necesarias para*

---

*Derecho ante la transición renovable*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2019, pp. 17-18.

<sup>435</sup> Por supuesto, quedarían excluidos del ámbito empresarial los centros cuyo suministro energético afecta directamente a la salud de las personas (*vid.* el artículo 52.4 de la Ley 24/2013); como son, por ejemplo, los hospitalarios.

<sup>436</sup> A modo de muestra, pueden verse algunas de las actividades suspendidas en el contenido de su artículo 10, según el cual:

“1. Se suspende la apertura al público de los locales y establecimientos minoristas, a excepción de los establecimientos comerciales minoristas de alimentación, bebidas, productos y bienes de primera necesidad, establecimientos farmacéuticos, médicos, ópticas y productos ortopédicos, productos higiénicos, peluquerías, prensa y papelería, combustible para la automoción, estancos, equipos tecnológicos y de telecomunicaciones, alimentos para animales de compañía, comercio por internet, telefónico o correspondencia, tintorerías y lavanderías. Se suspende cualquier otra actividad o establecimiento que a juicio de la autoridad competente pueda suponer un riesgo de contagio.

2. La permanencia en los establecimientos comerciales cuya apertura esté permitida deberá ser la estrictamente necesaria para que los consumidores puedan realizar la adquisición de alimentos y productos de primera necesidad, quedando suspendida la posibilidad de consumo de productos en los propios establecimientos.

En todo caso, se evitarán aglomeraciones y se controlará que consumidores y empleados mantengan la distancia de seguridad de al menos un metro a fin de evitar posibles contagios.

3. Se suspende la apertura al público de los museos, archivos, bibliotecas, monumentos, así como de los locales y establecimientos en los que se desarrollen espectáculos públicos, las actividades deportivas y de ocio indicados en el anexo del presente real decreto.

4. Se suspenden las actividades de hostelería y restauración, pudiendo prestarse exclusivamente servicios de entrega a domicilio.

5. Se suspenden asimismo las verbenas, desfiles y fiestas populares.”



*garantizar el suministro de energía eléctrica*". Un Derecho de excepción que refuerza el carácter esencial del suministro eléctrico y la importancia de garantizar su continuidad.

**C) La misma actividad debe recibir distinto tratamiento jurídico en países con diferente cobertura eléctrica**

Debemos hacer un paréntesis para poner de manifiesto que la reflexión anterior se circunscribe a España y, en definitiva, a los países que se consideran *desarrollados*. Sin embargo, en los conocidos como *en vías de desarrollo y subdesarrollados*, el contexto socioeconómico es muy diferente.

La tecnología condiciona notablemente la vida en sociedad y los modelos de negocio; de hecho, en los países que sufren un retraso tecnológico importante, la *sociedad digital* es un objetivo de imposible alcance. Por ello, el diagnóstico socioeconómico de un país debe influir notablemente en el tratamiento jurídico de sus instituciones y de las actividades que en él tengan lugar.

**a) Alcance de la acción política en el proceso regulatorio o por qué unos países caminan hacia la prosperidad y otros hacia la pobreza**

Siguiendo a los profesores de Economía del MIT y de la Universidad de Harvard respectivamente, Daron ACEMOGLU y James ROBINSON, "*tenemos que comprender por qué las políticas de algunas sociedades conducen a instituciones inclusivas que fomentan el desarrollo económico, mientras que las políticas de la amplia mayoría de las sociedades a lo largo de la historia han conducido, y todavía lo hacen, a instituciones extractivas que lo dificultan*"<sup>437</sup>. Quiere decirse que las políticas públicas adoptadas por un concreto gobierno son, en esencia, el elemento que determina la preponderancia de prosperidad o de pobreza en el devenir de un país.

Aunque tecnología, economía, y Derecho sean partes constitutivas de un todo y, en consecuencia, permanezcan en constante interacción, puede observarse la existencia de una relación cronológica entre ellas.

---

<sup>437</sup> ACEMOGLU, D. y ROBINSON, J. A., *Por qué fracasan los países. Los orígenes del poder, la prosperidad y la pobreza*, Ed. Deusto (Grupo Planeta), Barcelona, 2012, p. 106.

En primer lugar, el estado del arte (anglicismo derivado de la expresión *state of the art*), como indagación de nuevas técnicas y sentidos, es fruto de la investigación científica realizada por el ser humano. En segundo lugar, una vez el progreso tecnológico alcanza su madurez, es ordenado jurídicamente; y, pese a que los ingenieros suelen demandar la inversión de los términos -que la regulación preceda a la tecnología-, resulta inviable regular si no se conocen previamente las características de la tecnología regulada. Finalmente, con base en las innovaciones tecnológicas y condicionados por su ordenación jurídica, surgen nuevos modelos de negocio. Se observa, pues, una constante interacción entre los tres elementos citados (tecnológico, jurídico y económico); siendo el Derecho, como disciplina, la encargada de ordenar trilateralmente tales realidades a fin de conjugar la multitud de intereses creados; unos privados y otros públicos<sup>438</sup>. Por ello, es de vital importancia que, en la elaboración de la normativa, se conozca con el debido detalle tanto la singular caracterización de la tecnología ordenada (oportunidades y riesgos) como las formas más eficientes de producirla y prestar los correspondientes servicios (beneficios y costes).

No obstante, la acción política, sin ocupar un lugar cierto en la secuencia lógica expuesta, irradia el escenario descrito de modo omnicompreensivo. De una parte, puede imponer limitaciones a la investigación científica y técnica más allá de las puramente intelectuales: las de naturaleza financiera<sup>439</sup>. Es conocido que, en España, los organismos

---

<sup>438</sup> Guarda interés, en este punto, el caso de la investigación clínica, *vid.* CAMÍ, J., “Conflicto de intereses e investigación clínica”, *Quark: Ciencia, medicina, comunicación y cultura, (Ejemplar dedicado a: Una ética para la comunicación científica)*, núm. 1 (1995), p. 144: “Las relaciones entre la investigación científica y el sector industrial, afortunadamente, son cada vez más estrechas. Pero la necesaria transferencia de tecnología entre la investigación académica y el sector productivo conlleva un conjunto de riesgos que puede comprometer la integridad de la ciencia. Para algunos el riesgo principal consiste en una excesiva comercialización de la propia ciencia, entre cuyas consecuencias destacarían la pérdida de objetividad en el desarrollo y comunicación de los resultados, así como la reordenación de las prioridades de la investigación hacia programas de mayor aplicabilidad en detrimento de la investigación básica. En cuanto a la investigación clínica se refiere, debe reconocerse que la financiación de proyectos científicos depende progresivamente de los recursos procedentes de la industria farmacéutica y sanitaria. Entre este sector y el sanitario se pueden originar situaciones conflictivas donde los intereses creados pueden condicionar la integridad de los resultados y los compromisos de los participantes en la investigación. Se trata de situaciones conocidas con el nombre de conflictos de intereses”.

<sup>439</sup> V. gr. Titular de la noticia: Centros de investigación de todo el país denuncian que es imposible hacer ciencia competitiva por falta de financiación, (29 de marzo de 2019), *El Mundo*, sección de ciencia: “Según denuncian, sólo se usa un 30 % de todo el presupuesto dedicado a investigación y los fondos disponibles están tres veces por debajo de los objetivos que la Unión Europea ha fijado en su Estrategia de Lisboa para 2020”.

Recuperado de:

<https://www.elmundo.es/ciencia-y-salud/ciencia/2019/03/29/5c9e150efc6c834b7a8b458a.html>

públicos dedicados a la investigación están infrautilizados por razón de la insuficiente inversión pública en la materia. Esto conlleva, entre otras implicaciones, que la ciencia más competitiva sea la producida en los centros de investigación privados<sup>440</sup>; lo cual conduce a que, naturalmente, los resultados obtenidos se orienten a satisfacer los intereses de las compañías que se ocupan -y preocupan- de la financiación<sup>441</sup>. Y, de otra parte, el régimen económico de una actividad siempre queda condicionado, ya sea en sentido favorable o desfavorable, por la normativa que legislador y gobierno aprueben al respecto; coincidiendo, en ocasiones, los particulares intereses de partidos políticos y grandes compañías. Cuando existen evidencias sobre la influencia de un grupo de presión o *lobby* en el diseño de la regulación, este fenómeno se conoce como *la captura del regulador*<sup>442</sup>.

De tal modo que la acción política, sin quedar claramente circunscrita a ninguna concreta fase del proceso regulatorio, guarda un significativo alcance sobre todas ellas: la investigación científica, la ordenación jurídica de los diferentes sectores económicos, así como los modelos de negocio generados a partir de las tecnologías existentes y la normativa aprobada. Razón por la cual, cuando se producen los mencionados *fallos del Gobierno*, las consecuencias para el desarrollo de los países suelen ser fatales. Por ello, puede comprenderse la importancia que los profesores ACEMOGLU y ROBINSON conceden a las políticas públicas.

---

<sup>440</sup> Sirva de ejemplo el *Big Data*, una de las tecnologías disruptivas capaces de generar nuevos modelos de negocio en diversidad de sectores económicos. Así pues, según informa la escuela *Big Data International Campus* sobre su origen, “todos los autores coinciden en situarlo en Google, como no podría ser de otra forma, más concretamente en el estudio de Sanjay GHEMAWAT, Howard GOBIOFF, y Shun-Tak LEUNG, publicado en 2003, en el que explicaba su sistema de ficheros distribuidos Google File System (GFS)”. Recuperado de: <https://www.campusbigdata.com/big-data-blog/item/106-origen-big-data>

<sup>441</sup> V. gr. Titular de la noticia: Repsol recurre al ‘big data’ para encontrar petróleo, (2 de mayo de 2017), *Expansión*, sección de innovación: “El plan estratégico 2016-2020 de la compañía marca un objetivo claro: ahorrar 2.100 millones de euros al año a través de nuevas eficiencias. El big data y la inteligencia artificial son clave para alcanzar esas cifras”.

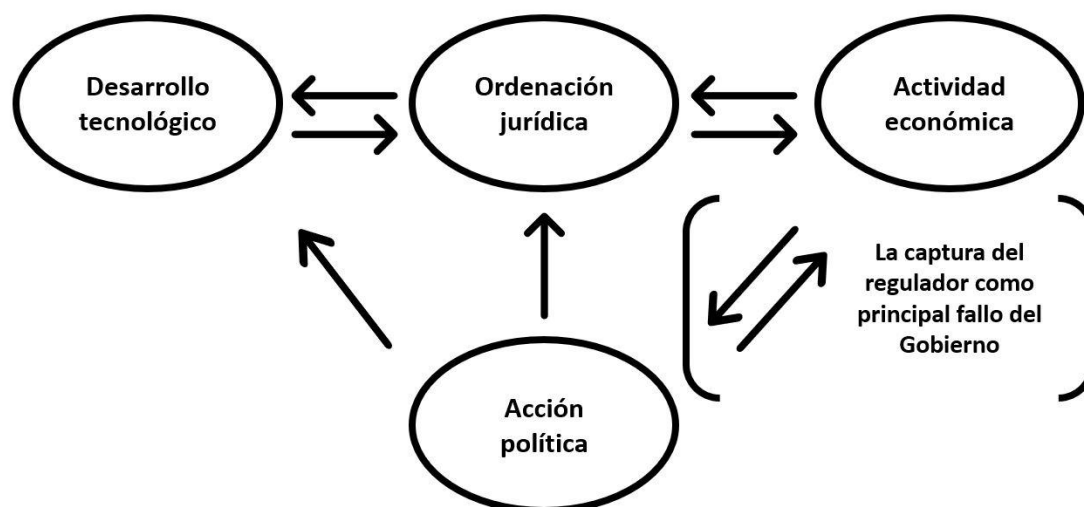
Recuperado de:

<https://www.expansion.com/economia-digital/companias/2017/05/02/5901c63322601dbb348b45a0.html>

<sup>442</sup> Nos recuerda DE LA CRUZ FERRER, J., *Principios de regulación económica...* op. cit., p. 178, que “una de las teorías más claras sobre el fallo del gobierno es la posibilidad de que los reguladores sean capturados precisamente por los grupos de interés a los que deben regular”.

**FIGURA 3.1**

**Alcance de la acción política en el proceso regulatorio**



Fuente: elaboración propia

**b) El diagnóstico socioeconómico condiciona el tratamiento jurídico**

La acción política ha determinado el actual contexto socioeconómico de cada país; según la naturaleza de las instituciones establecidas (inclusiva o extractiva) las distintas sociedades han caminado hacia lugares de prosperidad o pobreza. Por ello, el tratamiento jurídico que se aplique sobre el autoconsumo aislado de energía eléctrica dependerá del signo, positivo o negativo, que manifieste el diagnóstico realizado. Sería un error regular de igual modo la misma actividad en diferentes contextos.

El razonamiento es sencillo: lo que en España puede significar un considerable riesgo para las familias, en países con una cobertura eléctrica menor sería la solución a un problema. En este sentido, según la base de datos *Energía sostenible para todos* (elaborada por el Banco Mundial, la Agencia Internacional de la Energía y la División Estadística de Naciones Unidas<sup>443</sup>), mientras que a nivel mundial tiene acceso a la energía eléctrica el 97,4 % de la población urbana y el 78,7 % de la población rural, en España el acceso a la electricidad es del 100 % tanto en la población urbana como en la rural. El contraste es llamativo si se compara la cobertura eléctrica en España con la existente en

<sup>443</sup> Recuperado de:

[https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.RU.ZS?most\\_recent\\_year\\_desc=false](https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.RU.ZS?most_recent_year_desc=false)

otras zonas del mundo, a saber: América Latina y Caribe, donde el 91,9 % de la población rural tiene acceso a la electricidad; o África al sur del Sahara, donde el porcentaje se reduce a tan sólo el 22,6 %.

A este respecto, interesa señalar que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) realiza la siguiente reflexión:

*“En Iberoamérica la situación de acceso a la energía puede parecer buena si se comparan porcentajes, pero aún existen entre 20 y 30 millones de personas sin acceso a la electricidad y unos 85 millones de personas sin acceso al combustible y a otros modos de combustión modernos. Pero pese a no ser grandes cantidades de personas comparado con India o África Subsahariana, las dificultades propias de falta de infraestructuras, dispersión geográfica y ubicaciones remotas hace que sea mucho más difícil llegar a una cobertura del 100 % de la población. El mayor problema aparece en la electrificación de las comunidades más aisladas, donde la extensión de redes no es factible. El esfuerzo requerido para llegar al último 5 % de población es muy grande. Y no solamente se trata de un esfuerzo económico, sino también es necesario incorporar nuevos modelos innovadores para que la implantación sea sostenible social, económica y ambientalmente.”<sup>444</sup>*

Es por ello que, a nuestro modo de ver, el autoconsumo de electricidad mediante instalaciones de generación desconectadas de la red puede solucionar, precisamente, el problema del suministro eléctrico en comunidades aisladas o muy empobrecidas. En esta línea, Julio EISMAN VALDÉS señala lo siguiente: *“El desarrollo de la tecnología ha permitido que haya nuevas soluciones para que las comunidades rurales aisladas puedan acceder a la electricidad. El desarrollo de las energías renovables, y especialmente aquellas que están más ampliamente difundidas como la solar, posibilitan disponer de una solución técnica para la electrificación de comunidades rurales aisladas, sin necesidad de tener que tender redes. Estos sistemas aislados, ya sean domiciliarios o mini redes, facilitan ciertas prestaciones que no son necesariamente comparables a las que facilita una red nacional. Para distinguir las diferentes prestaciones, el Energy Sector Management Assistance Program del World Bank (ESMAP, 2013) ha propuesto*

---

<sup>444</sup> Vid. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) et al., *El acceso universal a la energía. La electrificación rural aislada. Visión en Iberoamérica*, Thomson Reuters-Civitas, Madrid, 2016, p. 5.

*hasta cinco niveles de electrificación en función de la calidad y cantidad de la energía disponible*”<sup>445</sup>.

Cuando la extensión de la red eléctrica hasta una comunidad aislada no es posible, el autoconsumo se presenta como un instrumento fundamental a fin de electrificar la zona en cuestión. Que la instalación fallara por motivo de las condiciones meteorológicas adversas o extremas sería el menor de los males; puesto que, en ausencia de autoconsumo, el suministro eléctrico resultaría en cualquier caso inviable.

Sin embargo, el diagnóstico positivo que manifiesta la total cobertura eléctrica del territorio español recomienda que el tratamiento jurídico del autoconsumo aislado deba ser diferente al recibido en otros países.

En España, de conformidad con los datos expuestos, el acceso a la red eléctrica es sobresaliente tanto en la población urbana como en la rural. Este hecho nos lleva a realizar la siguiente reflexión: si el autoconsumo aislado es la única forma de proporcionar suministro eléctrico a un hogar, estamos ante la solución a un problema; por el contrario, si resulta posible que una vivienda se conecte a la red eléctrica y la desconexión se produce voluntariamente, se estaría asumiendo una situación de riesgo perfectamente evitable. En España, por consiguiente, el suministro eléctrico con autoconsumo mediante instalaciones conectadas a la red es una necesidad en lo que al sector residencial se refiere.

Por este motivo, el Gobierno español está comenzando a plantearse la ampliación de aquellos suministros eléctricos considerados *ex lege* como *esenciales*; suministros que, en ningún caso, podrán ser suspendidos. En concreto, esta protección se pretende ampliar a los suministros de clientes domésticos cuando concurren condiciones meteorológicas extremas. Una circunstancia que presume la conexión a la red eléctrica de todos los suministros domésticos y que, precisamente, pretende minimizar el riesgo para la salud de las personas -que en caso de *aislamiento* aumentaría exponencialmente-.

---

<sup>445</sup> EISMAN VALDÉS, J., “Energías renovables y acceso universal en Iberoamérica”, *Revista de Obras Públicas del Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos (Ejemplar dedicado a la Energía Distribuida)*, núm. 3584 (2017), p. 80.

Nos referimos, en particular, a la “*Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024*”, aprobada el 5 de abril de 2019 por el Consejo de Ministros a propuesta del Ministerio para la Transición Ecológica, cuyo texto contempla una línea de actuación nº 5 que lleva por título “*Protección de los consumidores en situaciones meteorológicas extremas*”. En ella se establece lo siguiente:

*“En aquellas situaciones meteorológicas extremas que obliguen a la población a permanecer en sus hogares el consumo de energía se convierte en un suministro vital, especialmente en el caso de temperaturas excepcionalmente reducidas o inusualmente elevadas que requieran un mayor consumo con fines térmicos. Por ello, la Administración General del Estado estudiará los cauces más adecuados para prohibir el corte del suministro a los consumidores domésticos de cualquier fuente de energía cuando se registren estas condiciones. La extensión del corte de suministro a todas las fuentes de energía se fundamenta en la posible utilización de fuentes habitualmente no dedicadas a usos térmicos para incrementar el nivel de confort térmico en la vivienda en situaciones excepcionales. Tal es el caso de la energía eléctrica y el uso de dispositivos portátiles, tales como calefactores o ventiladores, destinados a aliviar la sensación térmica en situaciones meteorológicas extremas apoyando los sistemas de climatización habituales. En el caso concreto de los umbrales y niveles de alerta en función de la variable temperatura, que es la variable que puede afectar más severamente a la salud de la población en caso de que la vivienda no cuente con suministro energético, la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) ha zonificado cada provincia y para cada área ha establecido tres niveles de alerta (amarillo, naranja y rojo) con umbrales específicos basados en datos históricos.”*

Guarda especial relevancia que, a continuación, se precise en la citada línea de actuación que “*la inserción de la medida en la normativa sectorial posiblemente requiera la modificación del artículo 52 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico categorizando los suministros de clientes domésticos bajo estas condiciones como suministros esenciales*”. El artículo 52 enumera en su apartado cuarto lo que, a efectos de la Ley 24/2013, se consideran *suministros esenciales*. Quiere decirse, pues, que pese a la alusión literal de “*el carácter de servicio esencial del suministro eléctrico*” realizada en la Exposición de Motivos, la Ley distingue *stricto sensu* entre el suministro de energía eléctrica como un *servicio de interés económico general* (ex artículo 2.2) y el suministro de energía eléctrica como un *servicio esencial* (ex artículo 52.4); reservando esta última

consideración jurídica, exclusivamente, a una relación *numerus clausus* de supuestos en los que en ningún caso podrá suspenderse el suministro<sup>446</sup>.

Por consiguiente, la inclusión de los “*suministros de clientes domésticos bajo condiciones meteorológicas extremas*” como *suministros esenciales* respondería al razonamiento que venimos construyendo en torno al concepto de *riesgo permitido*.

El contenido de la “*Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024*” que acabamos de traer a colación demuestra que, a juicio del Gobierno español, la posibilidad de que algún ciudadano se quede sin suministro eléctrico en condiciones meteorológicas extremas, pudiendo haberlo evitado, implica un riesgo que socialmente no resulta aceptable.

---

<sup>446</sup> La relación de supuestos establecida por el artículo 52.4 es la siguiente: “a) Alumbrado público a cargo de las administraciones públicas. No se incluyen los alumbrados ornamentales de plazas, monumentos, fuentes o de cualquier otro edificio o sitio de interés; b) Suministro de aguas para el consumo humano a través de red; c) Acuartelamientos e instituciones directamente vinculadas a la defensa nacional, a las fuerzas y cuerpos de seguridad, a los bomberos, a protección civil y a la policía municipal, salvo las construcciones dedicadas a viviendas, economato y zonas de recreo de su personal; d) Centros penitenciarios, pero no así sus anejos dedicados a la población no reclusa, así como sedes de Juzgados y Tribunales; e) Transportes de servicio público y sus equipamientos y las instalaciones dedicadas directamente a la seguridad del tráfico terrestre, marítimo o aéreo; f) Centros sanitarios en que existan quirófanos, salas de curas y aparatos de alimentación eléctrica acoplables a los pacientes; g) Hospitales; h) Servicios funerarios; i) Aquellos suministros de ámbito doméstico en los que exista constancia documental formalizada por personal médico de que el suministro de energía eléctrica es imprescindible para la alimentación de un equipo médico que resulte indispensable para mantener con vida a una persona. En todo caso estos suministros se circunscribirán a personas físicas en su vivienda habitual; j) En los términos y condiciones que se establezcan reglamentariamente, aquellos suministros a consumidores que tengan la condición de vulnerables severos acogidos a tarifas de último recurso y que estén siendo atendidos, respecto a estos suministros, por los servicios sociales de las Administraciones Públicas competentes por hallarse, en atención a su renta, en riesgo de exclusión social. Estos suministros se circunscribirán a personas físicas en su vivienda habitual. Todo lo anterior deberá ser acreditado mediante documento expedido por los servicios sociales de las referidas Administraciones Públicas; k) Aquellos suministros que incurran en impago de la factura eléctrica cuyo titular sea beneficiario del bono social y para su aplicación haya acreditado formar parte de una unidad familiar en la que haya al menos un menor de dieciséis (16) años, o bien el titular, o alguno de los miembros de la unidad familiar se encuentre en situación de dependencia reconocida de grado II o III, o bien tenga una discapacidad reconocida igual o superior al 33 %, todo ello en los términos establecidos en la normativa. La situación de vulnerabilidad social de estos colectivos deberá ser acreditada mediante documento expedido por los servicios sociales de las Administraciones Públicas competentes. Estos suministros se circunscribirán a personas físicas en su vivienda habitual”.



#### **D) Sobre la necesaria determinación normativa del riesgo permitido en materia de autoconsumo**

En España, la problemática planteada en torno al autoconsumo aislado radica en que los sistemas de acumulación (baterías) no garantizan el suministro eléctrico (ya sea por la escasez coyuntural de radiación solar o por un posible error en su funcionamiento y/o gestión); siendo el uso de grupos electrógenos en el ámbito doméstico excesivamente peligroso.

En cuanto a los sistemas de acumulación, es ilustrativo tomar como ejemplo el caso de los teléfonos móviles; dispositivos que, tan valiosos para muchos, parecieran en ocasiones una extremidad más de la persona. Pues bien, todos los móviles almacenan pequeñas cantidades de electricidad mediante baterías y, pese a su incalculable valor en la sociedad digital, no es poco frecuente que, por un error de cálculo en la gestión de la recarga, se queden sin energía en el momento menos oportuno. Esta misma situación, extrapolada al autoconsumo de electricidad mediante instalaciones aisladas de la red en condiciones meteorológicas extremas, pondría en grave riesgo la salud de las personas.

Y, en relación con los generadores eléctricos portátiles o grupos electrógenos, debe señalarse que, mantenidos y gestionados por profesionales, son de gran utilidad. Sirva como ejemplo su uso en hospitales a fin de garantizar un suministro de emergencia que permita la continuidad de la actividad en quirófanos, laboratorios y plantas de hospitalización. Sin embargo, el uso doméstico de estos aparatos puede provocar, fácilmente, que ocurran accidentes en el hogar (piénsese en la inhalación de monóxido de carbono por falta de ventilación o en el riesgo de incendio, ya sea por la sobrecarga del grupo electrógeno, por su exposición directa a la lluvia o por un uso indebido de los líquidos inflamables necesarios para la combustión interna del motor -como la gasolina o el queroseno-)<sup>447</sup>.

---

<sup>447</sup> Sirva de ejemplo este reciente y lamentable suceso: “*Un grupo electrógeno causó la muerte de tres personas en Curtis por inhalación de monóxido de carbono. (...) El uso de grupos electrógenos va en aumento, bien para hacer frente a cortes de luz, bien para suplementar suministros como el de las placas solares, lo que considera una «laguna» en la reglamentación. Para los generadores de más de 10 kilovatios es facultativo contar con un proyecto de instalación, pero por debajo de esa potencia ya no se exige, al entender que son equipos portátiles. Incluso así, conviene que el usuario se asesore y evite prácticas peligrosas.*” Titular de la noticia: “Los generadores eléctricos, siempre a la intemperie”, (31 de diciembre de 2019), de *La Voz de Galicia*.

Así las cosas, si las instalaciones de generación fallan o no producen la energía suficiente para satisfacer el consumo eléctrico en momentos de punta, consideramos que la única forma de garantizar el suministro es manteniendo la conexión a la red.

Ante la posibilidad de que algún ciudadano deseara practicar el autoconsumo residencial de energía eléctrica mediante instalaciones de generación aisladas de la red, debe recordarse que ello podría poner en riesgo su integridad física e incluso la propia vida; dos derechos fundamentales -los más básicos y primarios- revestidos de la más elevada protección constitucional. En este sentido, Luis GÁLVEZ MUÑOZ subraya que *“esta naturaleza basilar del derecho a la vida y del de integridad personal explica tanto el reconocimiento constitucional conjunto de ambos derechos, como, sobre todo, el lugar en que se produce este reconocimiento: en el primer artículo de la Sección Primera del Capítulo II del Título I (arts. 15 a 29), sección que constituye el núcleo central de la declaración constitucional de derechos, es decir, en la que se ubican los derechos más relevantes, aquellos que gozan del máximo nivel de protección jurídica (arts. 53, 81 y 168). El derecho a la vida y el de integridad personal son, pues, no solo los primeros derechos fundamentales desde un punto de vista lógico, sino también los primeros desde la perspectiva de su enunciado y tratamiento constitucional”*<sup>448</sup>.

Además, como advierte Francisco FERNÁNDEZ SEGADO en conexión con el carácter subjetivo de estos derechos, *“el Tribunal Constitucional ha estimado”*<sup>449</sup> *que los mismos son irrenunciables, considerando esta irrenunciabilidad como una proposición jurídica indiscutible”*<sup>450</sup>. Condición que guarda una relevancia mayúscula en el asunto del autoconsumo aislado voluntariamente; puesto que, si el legislador considerase que el *suministro de clientes domésticos bajo condiciones meteorológicas extremas* merece la consideración de *servicio esencial* por su alcance sobre los citados derechos fundamentales, los ciudadanos deberían vivir conectados necesariamente a la red

---

Recuperado de:

[https://www.lavozdeg Galicia.es/noticia/galicia/2019/12/24/generadores-electricos-siempre-intemperie/0003\\_201912G24P2992.htm](https://www.lavozdeg Galicia.es/noticia/galicia/2019/12/24/generadores-electricos-siempre-intemperie/0003_201912G24P2992.htm)

<sup>448</sup> GALVEZ MUÑOZ, L., “Comentarios a la Constitución española. Sinopsis del artículo 15”, publicado en la página web del *Congreso de los Diputados* (2003).

Recuperado de: <http://www.congreso.es/consti/constitucion/indice/sinopsis/sinopsis.jsp?art=15&tipo=2>

<sup>449</sup> Vid. SSTC (Pleno) núm. 11/1981, de 8 de abril, y núm. 5/1981, de 13 de febrero.

<sup>450</sup> FERNÁNDEZ SEGADO, F., “La teoría jurídica de los derechos fundamentales en la doctrina constitucional”, *Revista Española de Derecho Constitucional*, núm. 39 (1993), p. 209.

eléctrica. En caso contrario, el aislamiento del sistema eléctrico podría significar, si se dieran las condiciones adversas o extremas, la renuncia tácita a los derechos de la persona en su dimensión vital.

No obstante, estimamos que se trata de una cuestión tan relevante que no debe descansar sobre los titulares de los derechos fundamentales, siendo necesario que sea un instrumento de naturaleza normativa el que defina al autoconsumo mediante instalaciones aisladas como una actividad de *riesgo inaceptable* cuando se trate de viviendas destinadas al uso y disfrute de personas. Es favorable al principio de seguridad jurídica, pues, que la determinación del *riesgo permitido* se efectúe a través de una disposición que posea alcance general.

#### **E) La conexión a la red eléctrica de las viviendas en la ordenación urbanística autonómica y local como condición mínima de habitabilidad**

Si se presta atención a la normativa urbanística, puede observarse cómo la conexión a la red eléctrica se considera una obligación en las edificaciones destinadas a uso residencial.

Resulta ilustrativo, en este punto, el Decreto 141/2012, de 30 de octubre, por el que se regulan las condiciones mínimas de habitabilidad de las viviendas y la cédula de habitabilidad. Se trata de una norma de rango reglamentario, aprobada por la Generalidad de Cataluña, que aborda la problemática aludida con bastante claridad. En primer lugar, define la *cédula de habitabilidad* en su artículo 8 como “*el acto administrativo en cuya virtud se acredita que una vivienda cumple las condiciones mínimas de habitabilidad que prevén la Ley 18/2007, de 28 de diciembre, del derecho a la vivienda, y este Decreto y que, por lo tanto, es apta para ser destinada a residencia humana, sin perjuicio de que se desarrollen otras actividades debidamente autorizadas*” y establece en su artículo 11 que “*las empresas suministradoras de energía eléctrica, agua, gas, telecomunicaciones y otros servicios tienen que exigir la cédula de habitabilidad vigente a los usuarios finales para que estos puedan contratar los servicios*”. Asimismo, precisa en sus anexos que: a) si la vivienda es de nueva construcción, tiene que disponer de evacuación de electricidad conectada a la red; b) si la vivienda se construyó con anterioridad al 11 de agosto de 1984 y está situada en un núcleo urbano, o se encuentra en condiciones económicas similares,

tiene que estar conectada a una red exterior de suministro de energía eléctrica para considerar que se trata de una vivienda habitable.

De tal modo que, para contratar el suministro eléctrico, es necesario haber obtenido la cédula de habitabilidad; título jurídico que sólo será concedido si, previamente, la edificación dispone de las instalaciones necesarias para conectarse a la red eléctrica de distribución.

Menor es el detalle que guardan, a este respecto, otras regulaciones urbanísticas autonómicas, sirviendo como ejemplo la Comunidad de Madrid. En la Exposición de Motivos del reciente Decreto 111/2018, de 26 de junio, por el que se suprime la cédula de habitabilidad en el ámbito de la Comunidad de Madrid, se dice lo siguiente:

*“Existen tres títulos jurídicos (Licencia de primera ocupación, Inspección Técnica de edificios e Informe de Evaluación de Edificios), con la misma finalidad que las Cédulas de Habitabilidad, es decir, comprobar que reúnen las condiciones físicas y técnicas necesarias para servir al uso de vivienda al que están destinados. De este modo coexisten diversos controles previos a la construcción y ocupación de las viviendas, que ponen de manifiesto la necesidad de abordar esta regulación, a fin de eliminar esta duplicidad de competencias por parte de distintas Administraciones Públicas, racionalizando y simplificando la actividad administrativa para avanzar en el cumplimiento de los principios constitucionales de eficacia y descentralización en la gestión pública. Este nuevo enfoque de eliminación del requisito de obtención de la cédula de habitabilidad por parte de nuestra Comunidad Autónoma, como ya hicieron otras Comunidades Autónomas con anterioridad, representa un importante esfuerzo en el proceso de simplificación del control administrativo sobre la habitabilidad de las viviendas, cuyo protagonismo pasa a recaer, en esta fase de proyecto, en los Ayuntamientos, toda vez que el cumplimiento de aquellas condiciones mínimas de habitabilidad habrá de ser verificado por sus servicios técnicos con carácter previo a la concesión de la licencia municipal de obras”*

Por su parte, la Ordenanza Municipal de Tramitación de Licencias Urbanísticas aprobada por Acuerdo del Pleno del Ayuntamiento de Madrid, el 29 de abril de 2004, establece en su artículo 20.4 que *“la licencia urbanística constituye un requisito legal para la contratación del suministro de los servicios de energía eléctrica”*, pero no hay

norma autonómica que especifique las condiciones mínimas de habitabilidad<sup>451</sup>. Sí hubo un Proyecto de Decreto de la Consejería de Transportes, Vivienda e Infraestructuras de la Comunidad de Madrid (2016) por el que se pretendía regular las condiciones mínimas de las viviendas para la obtención de la cédula de habitabilidad que disponía, en su artículo 17, lo siguiente: *“todas las viviendas tienen que disponer de (...) una instalación de electricidad en correcto estado de funcionamiento y conectada a las redes de servicio públicas”*.

Así pues, se observa un vacío normativo en lo relativo a las condiciones mínimas de habitabilidad que no hubiera sido tal si el Decreto *non nato* finalmente hubiera visto la luz. Sin embargo, el Decreto 111/2018, pese a reconocer en su Exposición de Motivos que *“una de las posibilidades del legislador sería regular las condiciones mínimas de habitabilidad exigibles a las viviendas y de los procedimientos que acreditaran su cumplimiento, a fin de actualizar el marco normativo de la habitabilidad en el ámbito de la Comunidad de Madrid”*, terminó desestimándola *“tras constatar que existe un cuerpo legislativo suficiente en el orden urbanístico e higiénico-sanitario en todo lo relativo a edificación y vivienda”*.

## **F) A modo de recapitulación**

El autoconsumo de energía eléctrica con instalaciones aisladas voluntariamente de la red puede resultar muy interesante tanto en el ámbito *empresarial* como en el *rural*; piénsese, de un lado, en edificios destinados a uso de oficinas o en centros comerciales y, de otro, en la actividad de regadío agrícola<sup>452</sup>.

---

<sup>451</sup> En el ámbito territorial de la Comunidad de Madrid la verificación del cumplimiento de las condiciones de habitabilidad vendrá integrada en los controles municipales inherentes a la concesión de la licencia de obra, como control previo sobre el proyecto, y en la licencia de primera ocupación, como control sobre la obra ejecutada.

<sup>452</sup> Vid. Guía para el Desarrollo de Instrumentos de Fomento de Comunidades Energéticas Locales, publicada por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), Madrid, 2019, p. 44: *“En ocasiones también identificamos oportunidades interesantes, como es el proyecto BOSOLA, de la Comunidad de Regantes de Las Planas (La Rioja), que introduce la gestión del agua, además de la energía eléctrica y/o térmica. BOSOLA es un proyecto de riego fotovoltaico de alta potencia para una comunidad de regantes en La Rioja, desarrollado por un equipo de innovación dentro del programa de Desarrollo Rural de La Rioja 2014-2020. Consiste en la generación de electricidad a partir de placas fotovoltaicas para el bombeo del agua necesaria para el riego de cultivos agrarios. El colectivo está formado por 93 agricultores que suman 246,24 hectáreas de viñedo, con riego por goteo. Este proyecto se diseñó como instalación aislada de la red de distribución”*.

Además, este interés por el autoconsumo aislado irá en aumento según se vaya alcanzando la denominada *paridad de red*; es decir, en la medida en que sea más rentable generar y consumir electricidad fuera del sistema eléctrico que dentro de él.

Esta novedosa realidad, sin embargo, presenta un elevado riesgo en el ámbito *residencial*. Si se dieran condiciones climatológicas extremas y el consumidor no tuviera posibilidad de conectarse a la red, no podría garantizarse la continuidad del suministro eléctrico pese a tratarse de un *servicio esencial*. Por lo tanto, podría llegar a peligrar la integridad física de los consumidores e, incluso, su propia vida; derechos, ambos, fundamentales e irrenunciables.

A decir de Ignacio BERDUGO GÓMEZ DE LA TORRE “*la proyección del libre desarrollo de la personalidad sobre la vida y la integridad hace que sea defendible la disponibilidad de la propia salud, llegando incluso a permitirse situaciones de riesgo para la vida o de directa disponibilidad de esta*”<sup>453</sup>. Esta reflexión, puesta en relación con el razonamiento que hemos construido a lo largo de las páginas precedentes, nos ayuda a ubicar la clave de la problemática en la determinación del *riesgo permitido*. Es decir, desde una perspectiva jurídico-administrativa, el objeto de estudio no debe ser si la persona posee capacidad de disposición sobre su derecho fundamental a la vida y a la integridad física, sino que ha de fijarse en torno a la permisividad o prohibición de la concreta situación de riesgo. Desde el momento en que una norma, ya sea de rango legal o reglamentario, permita la realización de una actividad que pueda poner en riesgo la vida o integridad de la persona (como así sucede, por ejemplo, con los denominados deportes extremos), todo aquel que la realice estará disponiendo tácitamente de aquellos derechos fundamentales que se presumen irrenunciables. En cambio, si la actividad en cuestión se prohibiera porque se hubiera determinado normativamente que se trata de un riesgo socialmente inaceptable, la libre disposición personal quedaría anulada en ese singular aspecto.

Interesa asimismo destacar que, siguiendo a Francisco FERNÁNDEZ SEGADO, de la doble naturaleza que caracteriza a los derechos fundamentales, subjetiva y objetiva,

---

<sup>453</sup> BERDUGO GÓMEZ DE LA TORRE, I.: “Comentario al artículo 15”, en MUÑOZ MACHADO, S. (dir.), *Comentario mínimo a la Constitución española*, Crítica, Barcelona, 2018, p. 74.

*“no solamente se deduce la obligación negativa del Estado de no lesionar la esfera individual o institucional protegida por los derechos fundamentales, sino también la obligación positiva de contribuir a la efectividad de tales derechos y de los valores que representan, aun cuando no exista una pretensión subjetiva por parte del ciudadano”*<sup>454</sup>. Por ello, puede afirmarse que el autoconsumo de energía eléctrica mediante instalaciones aisladas es una opción ajena al sistema eléctrico, pero no al Estado garante.

En consecuencia, consideramos necesaria la prohibición del autoconsumo aislado voluntariamente en viviendas por generar un *riesgo excesivo* para la vida y salud de quienes lo pudieran desarrollar; especialmente si se dieran condiciones meteorológicas adversas o extremas. Como reiteraremos a lo largo de los capítulos venideros, el autoconsumo de electricidad no debe comprenderse como un negocio, sino como un método de ahorro. Por ende, de ningún modo puede resultar justificable que, por tratar de minorar el gasto vinculado al consumo eléctrico, se ponga en riesgo la propia salud.

Como explicamos con mayor detalle en el anterior apartado, entendemos que de la interpretación sistemática de la normativa urbanística autonómica y municipal se deduce, sin dificultad, que la conexión a la red eléctrica resulta requisito necesario para la concesión de la *cédula de habitabilidad* que acredite el cumplimiento de las condiciones mínimas exigibles a una vivienda para que pueda ser considerada como tal.

No obstante, concluimos sugiriendo que, con el fin de dar respuesta al principio de *seguridad jurídica*, se incluyera su prohibición expresa en el Real Decreto 244/2019; despejando así cualquier atisbo de duda. En este sentido, y a fin de reflejar con rigor la idea apuntada, podría añadirse un apartado a su artículo 4 que tuviera la siguiente o similar redacción:

*“En ningún caso podrá realizarse autoconsumo de energía eléctrica mediante instalaciones aisladas, ya sea individual o colectivo, cuando participen una o más viviendas.*

---

<sup>454</sup> FERNÁNDEZ SEGADO, F., “La teoría jurídica de los derechos fundamentales... *op. cit.*, p. 210.

*No obstante, se permite el autoconsumo aislado en el resto de situaciones, salvo que se esté ante un suministro esencial de los recogidos en el artículo 52.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.”*

### **3. Modalidades de autoconsumo mediante instalaciones conectadas a la red**

#### **A) Antiguo esquema organizativo a propósito del Real Decreto 900/2015**

Tratándose, el Real Decreto 244/2019, de la norma que en la actualidad se encarga de desarrollar reglamentariamente el autoconsumo de energía eléctrica, podría parecer ocioso comentar, siquiera brevemente, las modalidades de autoconsumo que en origen contemplaba el, hoy derogado<sup>455</sup>, Real Decreto 900/2015. Sin embargo, consideramos que este sucinto análisis se presenta esencial para la correcta comprensión, desde una perspectiva jurídico-administrativa, del autoconsumo eléctrico como actividad.

Para observar cuáles eran las modalidades de autoconsumo que recogía el anterior esquema<sup>456</sup> debe acudir, en primer lugar, a lo dispuesto por el artículo 9.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico en su redacción original. Este precepto legal distinguía entre las siguientes modalidades:

- a) *Suministro con autoconsumo*: modalidad que consideraría como un único sujeto de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico -el consumidor- a quien dispusiera de una instalación de generación eléctrica, destinada al consumo propio, que estuviera conectada en el interior de la red de su punto de suministro y sin dar de alta en el Registro

---

<sup>455</sup> Norma derogada, con efectos de 7 de abril de 2019 (salvo los apartados 1 al 4 y 7 de la disposición adicional 1, las disposiciones adicionales 2, 5 y 6 y la disposición transitoria 7), por la disposición derogatoria única, apartado a), del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril.

<sup>456</sup> Sobre el régimen jurídico del autoconsumo diseñado por el Real Decreto 900/2015 destacan, entre otros, los siguientes estudios: GALÁN VIOQUE, R., “El régimen del autoconsumo”, en DELGADO PIQUERAS, F. (dir.), *El Derecho de las energías renovables y el regadío*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2018, pp. 215-240; DEL GUAYO CASTIELLA, Í. et al., “El régimen jurídico del autoconsumo en España. A propósito del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre”, en V.V.A.A., *Riesgo regulatorio en las energías renovables, Tomo II*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2017, pp. 103-142; ORTIZ GARCÍA, M., “El autoconsumo de electricidad en España y su (primera) ordenación jurídica. Un avance (lento) hacia el imparable cambio de modelo energético”, en REVUELTA PÉREZ, I., *La regulación de las energías renovables a la luz del Derecho de la Unión Europea*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2017, pp. 453-528; y GALÁN SOSA, J., “El «prosumidor» como nuevo sujeto en el sector eléctrico: propuestas de mejora para la regulación del autoconsumo de energía eléctrica”, *CEFLegal: revista práctica de Derecho*, núm. 190 (2016).



Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (en lo sucesivo, el RAIPRE).

- b) *Producción con autoconsumo*: modalidad que identificaría la existencia de dos sujetos distintos, productor y consumidor, cuando se tratara de una instalación de producción que estuviera conectada en el interior de la red de su punto de suministro y, además, debidamente inscrita en el RAIPRE.
- c) *Producción con autoconsumo de un consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción*: la única diferencia respecto de la anterior modalidad consistía en que, en este caso, la instalación de generación se debería encontrar conectada por medio de una línea directa en lugar de ubicarse en el interior de la red de su punto de suministro. Por lo demás, se diferenciaría igualmente entre dos sujetos, productor y consumidor, siendo necesario del mismo modo que la instalación estuviera correctamente inscrita en el RAIPRE.
- d) *Cualquier otra modalidad de consumo de energía eléctrica proveniente de una instalación de generación de energía eléctrica asociada a un consumidor*: con la inclusión de esta cláusula el legislador pretendió que las diferentes modalidades de autoconsumo se configurasen como un sistema de *numerus apertus* a fin de que pudieran ser incorporadas en el ámbito objetivo de la Ley 24/2013 aquellas formas de autoconsumo de energía eléctrica aún por innovar. Sin embargo, de conformidad con lo expresado por la disposición adicional octava del Real Decreto 900/2015 en su apartado segundo, en tanto que fueran desarrolladas las nuevas formas de autoconsumo debían cumplir los requisitos y condiciones previstos en este real decreto para la modalidad de autoconsumo tipo 2. Precepto que serviría para evitar, ya fuera con o sin ánimo fraudulento, que algunos autoconsumidores pudieran ejercer la actividad sin sometimiento al régimen jurídico establecido con alcance general por la norma reglamentaria entonces vigente y asumieran las cargas regulatorias (técnicas, administrativas y económicas) que ello implicaba.

Además de las modalidades mencionadas, la disposición adicional duodécima de la Ley 24/2013, que lleva por título “*Consumidores autorizados a verter energía a la*

*red*”, prevé que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (disposición que debe entenderse referida, en la actualidad, al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico) pueda “*autorizar, en los términos que se establezcan reglamentariamente y con carácter excepcional, a determinados consumidores de energía eléctrica conectados en alta tensión que debido a la implantación de un sistema de ahorro y eficiencia energética dispongan en determinados momentos de energía eléctrica recuperada que no pueda ser consumida en su propia instalación, a verter energía a la red*”. El régimen económico que resulta de aplicación a esta modalidad de autoconsumo es el recogido en el artículo 9.3 de la Ley 24/2013. No obstante, consideramos que tras la modificación realizada por el artículo 18.1 del Real Decreto-ley 15/2018, la remisión debe entenderse dirigida al artículo 9.5; precepto que, en su nueva redacción, establece la exención de todo tipo de cargos y peajes para la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos, estando sometidos los excedentes generados por las instalaciones asociadas al mismo tratamiento que la energía eléctrica producida en régimen ordinario.

Se trataba de una clasificación que, en cierto modo, podía inducir a la confusión. El desarrollo reglamentario del autoconsumo, articulado entonces por lo dispuesto en el Real Decreto 900/2015, se encargaba de reconducir las tres modalidades que acaban de citarse a tan sólo dos<sup>457</sup>. Además, lo previsto legalmente como *numerus apertus*, quedaba restringido aparentemente en el real decreto a *numerus clausus*.

Señaló a este respecto el Consejo de Estado en su dictamen núm. 820/2015, de 17 de septiembre, que el Proyecto de Real Decreto establecía en su artículo 2.3 lo siguiente: “*no podrán aplicarse modalidades de autoconsumo que no cumplan los requisitos establecidos en el presente real decreto*”. En palabras del supremo órgano consultivo, la redacción escogida no resultaba la más adecuada para expresar la anterior idea, pues daba a entender que quedaban vedadas las modalidades de autoconsumo que no respetasen los requisitos previstos reglamentariamente, lo que podría interpretarse como prohibición de

---

<sup>457</sup> Decimos que el Real Decreto 900/2015 conducía las tres modalidades a tan sólo dos porque, legalmente, son tres, y no cuatro, las modalidades previstas *stricto sensu*. En el artículo 9.1.d) de la Ley del 24/2013 lo que se recogía era, realmente, una cláusula de cierre que abarcaba cualquier otra modalidad no incluida en las letras anteriores. Así pues, como expone el Consejo de Estado en el citado dictamen, esta cláusula “*no tiene otra función que la de recoger en el futuro aquellas otras modalidades que como consecuencia de desarrollos tecnológicos pudieran caer*”. Quedando claro así que, si tenía como finalidad recoger modalidades futuras, no podía ser una modalidad *per se*.

desarrollar otras modalidades distintas al suministro y la producción con autoconsumo, pese a que la letra d) del artículo 9.1 de la Ley 24/2013 fuera una cláusula de cobertura dirigida a dejar abierta dicha posibilidad. Por ello, el Consejo de Estado propuso una redacción alternativa que la versión final del proyecto no llegó a incluir. El Ministerio optó, sencillamente, por descartar el citado artículo 2.3 sin añadir expresión alguna que reemplazara su contenido.

Nótese finalmente, en línea con lo anterior y de conformidad con el artículo 2 del Real Decreto 900/2015, que el ámbito objetivo de este reglamento alcanzaba únicamente a las instalaciones conectadas en el interior de una red (aun cuando no vertieran energía a las redes de transporte y distribución en ningún instante) acogidas a cualquiera de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en los apartados a), b) y c) del artículo 9 de la Ley 24/2013, según su redacción primera. Régimen jurídico de cuya aplicación, por consiguiente, se exceptuaba a las instalaciones aisladas y a los grupos de generación utilizados exclusivamente en caso de una interrupción de alimentación de energía eléctrica de la red.

#### **a) Suministro eléctrico con autoconsumo (tipo 1)**

Esta modalidad de autoconsumo, calificada por el artículo 4.1.a) del Real Decreto 900/2015 como “tipo 1”, se correspondía con el *suministro con autoconsumo* previsto en el artículo 9.1.a) de la Ley 24/2013.

El Real Decreto 900/2015 contemplaba en su artículo 5.1 una serie de requisitos para acogerse a la modalidad de autoconsumo tipo 1, a saber: a) la potencia contratada del consumidor no sería superior a 100 kW; b) la suma de potencias instaladas de generación sería igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor; c) el titular del punto de suministro sería el mismo que el de todos los equipos de consumo e instalaciones de generación conectadas a su red.

Es relevante anotar, asimismo, que las instalaciones de generación utilizadas en la modalidad de autoconsumo tipo 1 recibían consideración jurídica distinta según la

perspectiva que se empleara<sup>458</sup>. Si bien a efectos jurídico-administrativos este tipo de instalaciones carecían de tratamiento por no estar inscritas en el RAIPRE (razón por la cual en la modalidad tipo 1 de autoconsumo sólo se considera formalmente la existencia de un sujeto, el consumidor), desde un punto de vista técnico, y a estos exclusivos efectos, las instalaciones de generación sí eran consideradas jurídicamente con la finalidad lógica de que los requisitos técnicos contenidos en la normativa del sector eléctrico, así como en la reglamentación de seguridad industrial, les fuera también a ellas de aplicación.

La modalidad de autoconsumo tipo 1, en suma, presentaba un incentivo jurídico-administrativo y un desincentivo económico. El incentivo consistía, de un lado, en que las instalaciones de producción quedaban exentas de la inscripción registral en el RAIPRE y, de otro lado, en que tales instalaciones eran excluidas del régimen de autorización administrativa previa y de autorización administrativa de construcción<sup>459</sup>. Mientras, el desincentivo, radicaba en la imposibilidad de recibir retribución alguna por la energía eléctrica excedentaria (aquella que se genera sin que sea consumida ni almacenada por el autoconsumidor) vertida a la red. El régimen económico de la energía excedentaria se regulaba entonces en el artículo 14 del Real Decreto 900/2015, cuyo apartado tercero disponía que *“para percibirse contraprestación económica por el vertido de energía a la red, la instalación deberá estar acogida a la modalidad de autoconsumo tipo 2”*<sup>460</sup>.

---

<sup>458</sup> El artículo 3 del Real Decreto 244/2019 define la *instalación de generación* como “la instalación encargada de la producción de energía eléctrica a partir de una fuente de energía primaria” y la *instalación de producción* como “la instalación de generación inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio para la Transición Ecológica, donde se reflejarán las condiciones de dicha instalación, en especial, su respectiva potencia”. Por esta razón, hemos optado por emplear la expresión *instalación de generación* para todas aquellas que, de conformidad con el régimen jurídico que se les aplica, únicamente impliquen la existencia de un sujeto de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013 (el consumidor), reservando la expresión *instalación de producción* exclusivamente para aquellas que conlleven la existencia de dos sujetos (uno productor y otro consumidor).

<sup>459</sup> La exclusión, recogida en la disposición adicional quinta del Real Decreto 900/2015, tenía alcance exclusivo sobre las instalaciones de generación de energía eléctrica con potencia nominal no superior a 100 kW que estuvieran conectadas directamente a una red de tensión no superior a 1 kV y hacía concreta referencia al régimen autorizatorio establecido en los apartados 1.a) y 1.b) del mencionado artículo 53 de la Ley 24/2013.

<sup>460</sup> Interesa traer a colación, en consecuencia, el contenido de la disposición adicional cuarta del Real Decreto 900/2015, cuyo título era “*Vertido horario procedente de instalaciones de autoconsumo*”, en virtud de la cual: “1. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se establecerá el mecanismo que permita la integración de los eventuales vertidos horarios procedentes de instalaciones de consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 1, de forma que se garantice el mínimo coste para el conjunto del sistema eléctrico. A estos efectos, los vertidos horarios procedentes de instalaciones de consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 1 serán medidos por los encargados de la lectura y puestos a disposición del operador del sistema en los términos que se determine en la normativa de desarrollo del presente real decreto. 2. Con el fin de incentivar el adecuado dimensionamiento de las

Quiere decirse que el autoconsumidor acogido a la modalidad tipo 1 se veía abocado a regalar la energía eléctrica excedentaria que vertiera a la red.

### **b) Producción de electricidad con autoconsumo (tipo 2)**

Esta modalidad de autoconsumo, calificada por el artículo 4.1.b) del Real Decreto 900/2015 como “tipo 2”, se correspondía con la *producción con autoconsumo* (tanto con línea directa como sin ella) prevista en el artículo 9.1, apartados b) y c), de la Ley 24/2013.

Los requisitos que exigía el Real Decreto 900/2015 en su artículo 5.2 para acogerse a la modalidad de autoconsumo tipo 2 eran los siguientes: a) la suma de las potencias instaladas de las instalaciones de producción sería igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor; b) en el caso de que existieran varias instalaciones de producción, el titular de todas y cada una de ellas debería ser la misma persona física o jurídica; c) las instalaciones de producción deberían cumplir los requisitos técnicos contenidos en la normativa del sector eléctrico, así como en la reglamentación de calidad y seguridad industrial que les resultaran de aplicación.

Destaca que, en lo que a la modalidad de autoconsumo tipo 2 se refiere, el Real Decreto 900/2015 no fijaba ningún límite sobre la potencia contratada del consumidor (ya fuera superior o inferior); pues, recuérdese, en la modalidad de autoconsumo tipo 1 la potencia contratada no podía superar los 100 kW.

No obstante, el requisito cuyo cumplimiento implicaba de manera más notable un cambio de tratamiento jurídico en relación con la modalidad de autoconsumo tipo 1 era la obligación de inscribir la instalación productora de electricidad en el RAIPRE<sup>461</sup>. Este hecho, además, implicaba la identificación de dos sujetos diferentes en relación con la modalidad de autoconsumo tipo 2: productor y consumidor. Ahora bien, mientras que en

---

*instalaciones de generación al consumo asociado en instalaciones de consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 1, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se podrán regular mecanismos o la exigencia de instalación de dispositivos que limiten los vertidos procedentes de dichas instalaciones”.* Orden ministerial que, por cierto, no llegó a ser aprobada.

<sup>461</sup> Según disponía el artículo 4.1.b) del Real Decreto 900/2015: “*Modalidad de autoconsumo tipo 2: cuando se trate de un consumidor de energía eléctrica en un punto de suministro o instalación, que esté asociado a una o varias instalaciones de producción debidamente inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica conectadas en el interior de su red o que compartan infraestructura de conexión con éste o conectados a través de una línea directa*”.

la modalidad de autoconsumo tipo 1 el titular de la instalación de generación debía ser, a su vez, quien consumiera la energía eléctrica producida (motivo por el cual sólo se contemplaba la existencia de un único sujeto -el consumidor- a efectos jurídicos), en la modalidad de autoconsumo tipo 2 cabía la posibilidad de que productor y consumidor fueran personas (físicas o jurídicas) distintas.

Asimismo, la modalidad de autoconsumo tipo 2 ofrecía incentivos económicos y desincentivos tanto técnicos como jurídico-administrativos; esquema cuyo planteamiento resultaba lógico, pues habría carecido de sentido el establecimiento de dos categorías que ofrecieran medidas de fomento análogas.

El principal incentivo que presentaba la modalidad tipo 2 se encontraba en la posible venta de la energía eléctrica excedentaria de forma remunerada. Ventaja que se encontraba vinculada a la inscripción registral de la instalación productora de energía eléctrica; dado que, a tenor de lo dispuesto por el artículo 21.3 de la Ley 24/2013, la inscripción en el RAIPRE es condición necesaria para poder participar en el mercado de producción de energía eléctrica en cualquiera de las modalidades de contratación con entrega física. De modo que la inscripción de la instalación en el mencionado Registro suponía la asunción de diversas cargas administrativas, pero, al mismo tiempo, habilitaba para la obtención de un beneficio económico.

Mientras, en relación a la perspectiva técnica, la complejidad presentada por los requisitos referidos a las configuraciones de medida o contadores (*cfr.* artículo 13 del Real Decreto 900/2015) terminó asumiéndose por el sector como un relevante desincentivo para el despliegue del autoconsumo.

## **B) Nuevo esquema organizativo a propósito del Real Decreto 244/2019**

El autoconsumo de energía eléctrica en España recibió el tratamiento jurídico antes descrito hasta que, el 7 de octubre de 2018, adquirió vigencia la modificación del artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, ordenada por el artículo 18.1 del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Y poco tiempo después, el 7 de abril de 2019, entraría igualmente en vigor el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril,

por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica; quedando derogado, en consecuencia, la práctica totalidad del régimen jurídico que el Real Decreto 900/2015 diseñó para la actividad de autoconsumo.

Así las cosas, el nuevo esquema de autoconsumo con instalaciones conectadas a la red se configura por medio de las dos normas citadas: el artículo 9 de la Ley 24/2013, para el establecimiento de sus bases; y el Real Decreto 244/2019, en lo que a su desarrollo reglamentario se refiere.

De tal forma que, atendiendo a la actual redacción del artículo 9 de la Ley 24/2013, se distinguen las siguientes modalidades de autoconsumo:

- a) *Suministro con autoconsumo sin excedentes*: modalidad que considera la existencia de un único sujeto a efectos jurídicos -el consumidor- cuando los dispositivos físicos instalados impiden la inyección alguna de energía excedentaria a la red de transporte o distribución.
- b) *Suministro con autoconsumo con excedentes*: modalidad que contempla la existencia de dos sujetos -el productor y el consumidor- cuando las instalaciones de producción pueden, además de suministrar energía eléctrica para autoconsumo, inyectar la energía excedentaria en las redes de transporte y distribución.

Esta clasificación debe completarse observando: a) lo dispuesto por el artículo 4 del Real Decreto 244/2019 (precepto que se encarga de subdividir la modalidad de autoconsumo con excedentes en *acogidas a compensación* y en *no acogidas*); b) las formas de autoconsumo según el número de consumidores asociados a la instalación (*individual* o *colectivo*); c) la ubicación de la instalación en la red (*instalación próxima en red interior* o *instalación próxima a través de red*).

**FIGURA 3.2**

**Cuadro resumen del nuevo esquema de autoconsumo a la luz del RD 244/2019**

<b>Autoconsumo INDIVIDUAL</b>  Un consumidor asociado  O  <b>Autoconsumo COLECTIVO</b>  Varios consumidores asociados	<b>Instalación PRÓXIMA en RED INTERIOR</b> Conexión Red interior.	<b>SIN excedentes (individual)</b> Mecanismo anti-vertido.	<b>CONSUMIDOR</b> Titular del suministro <b>PRODUCTOR</b> No existe <b>TITULAR INSTALACIÓN</b> Consumidor <b>PROPIETARIO</b> Puede ser diferente
		<b>SIN excedentes ACOGIDA a compensación (colectivo)</b> Mecanismo anti-vertido.	<b>CONSUMIDOR</b> Titular del suministro <b>PRODUCTOR</b> No existe <b>TITULAR INSTALACIÓN</b> Consumidor <b>PROPIETARIO</b> Puede ser diferente
		<b>CON excedentes ACOGIDA a compensación</b> Fuente renovable. Potencia de producción ≤ 100kW. Si aplica, contrato único consumo-auxiliares. Contrato de compensación No hay otro régimen retributivo.	<b>CONSUMIDOR</b> Titular del suministro <b>PRODUCTOR</b> Titular de la instalación <b>TITULAR INSTALACIÓN</b> El inscrito en el registro de autoconsumo <b>PROPIETARIO</b> Puede ser diferente
	<b>Instalación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED</b> Conexión a red BT del mismo centro de transformación. Distancia entre contadores generación y consumo < 500 m, ambos conectados en BT. Misma referencia catastral (14dígitos).	<b>CON excedentes NO ACOGIDA a compensación</b> Resto de instalaciones con excedentes.	<b>CONSUMIDOR</b> Titular del suministro <b>PRODUCTOR</b> Titular de la instalación <b>TITULAR INSTALACIÓN</b> El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE <b>PROPIETARIO</b> Puede ser diferente
		<b>CON excedentes NO ACOGIDA a compensación</b> Instalaciones con excedentes.	<b>CONSUMIDOR</b> Titular del suministro <b>PRODUCTOR</b> Titular de la instalación <b>TITULAR INSTALACIÓN</b> El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE <b>PROPIETARIO</b> Puede ser diferente
		<b>CON excedentes NO ACOGIDA a compensación</b> Instalaciones con excedentes.	<b>CONSUMIDOR</b> Titular del suministro <b>PRODUCTOR</b> Titular de la instalación <b>TITULAR INSTALACIÓN</b> El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE <b>PROPIETARIO</b> Puede ser diferente

*Fuente:* Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)

Atendiendo a lo expuesto, puede afirmarse que la complejidad del nuevo esquema, si se compara con el diseñado por el Real Decreto 900/2015, es mayor; pues, en el vigente marco normativo, se recogen nuevas formas de autoconsumo (colectivo y de proximidad) compatibles con sólo algunas de las modalidades previstas en el Real Decreto 244/2019. No obstante, también es cierto que, dentro de esa complejidad (inevitable en la regulación



de una actividad que se integra en un sector tan enrevesado como el eléctrico que, además, se encuentra inmerso en un proceso de transición), se añade claridad.

Debe observarse, además, que ambos esquemas contemplan una modalidad que identifica un único sujeto (consumidor) y otra que distingue dos diferentes (productor y consumidor). Sin embargo, el nuevo modelo añade cierta coherencia al diseño estructural del autoconsumo: mientras que el Real Decreto 244/2019 mantiene las dos modalidades recogidas en el artículo 9 de la Ley (con la división del *autoconsumo con excedentes* en dos subcategorías), el esquema que contemplaba el Real Decreto 900/2015, además de reconducir las tres modalidades previstas legalmente a tan sólo dos, generaba cierta confusión al modificar la nomenclatura empleada en el texto legal.

Asimismo, el Real Decreto 244/2019 ha observado el *principio de simplificación administrativa*, no sólo al elaborar el esquema organizativo de la actividad, también al establecer los diversos trámites relacionados con las instalaciones de pequeña potencia; destacando las exenciones relativas a los permisos de acceso y conexión, así como las vinculadas al mecanismo de compensación simplificada de energía eléctrica excedentaria.

También debe aclararse, por las dudas que al respecto pudieran surgir, que el Real Decreto 244/2019 permite la instalación de elementos de almacenamiento (baterías), con independencia de la modalidad de autoconsumo por la que el consumidor haya optado, sin que por ello deba soportarse ninguna carga regulatoria injustificada.

Finalmente, conviene saber que el consumidor y el propietario de la instalación de generación podrán ser personas físicas o jurídicas diferentes (*cfr.* artículo 5.2 del Real Decreto 244/2019), sin perjuicio de quiénes sean los titulares de las instalaciones y de cuál sea la concreta modalidad de autoconsumo a la que se hayan acogido. Gracias a ello, se posibilita la financiación del autoconsumo de energía eléctrica mediante diversidad de fórmulas (en algunas de las cuales la propiedad de la instalación no será del consumidor, sino de la empresa con la que se haya contratado la prestación de los correspondientes servicios energéticos).

#### **a) Suministro con autoconsumo sin excedentes**

Una de las modalidades de autoconsumo que ofrece el actual marco regulatorio, en virtud de lo dispuesto por el artículo 9.1.a) de la Ley 24/2013 y el artículo 4.1.a) del Real Decreto 244/2019, es el *suministro con autoconsumo sin excedentes*.

Esta modalidad de autoconsumo presenta dos características esenciales, a saber:

- a) Cuando el autoconsumidor opte por la modalidad *sin excedentes* se entenderá, a efectos jurídicos, que únicamente existe un sujeto de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013: el consumidor.
- b) En esta modalidad se deberá instalar un mecanismo antivertido que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o de distribución.

El mecanismo antivertido se define por el artículo 3.k) del Real Decreto 244/2019 como un “*dispositivo o conjunto de dispositivos que impide en todo momento el vertido de energía eléctrica a la red*”, añadiendo a continuación que “*estos dispositivos deberán cumplir con la normativa de calidad y seguridad industrial que le sea de aplicación y, en particular, en el caso de la baja tensión con lo previsto en la ITC-BT-40*”. Se trata de un instrumento que guarda una especial relevancia para las personas que están operando en las redes y, en definitiva, para el aumento de la seguridad industrial. Por este motivo, era importante definir con precisión en qué consiste un mecanismo antivertido; definición que no recogía el artículo 3 del Real Decreto 900/2015. Asimismo, debe tenerse presente que en la disposición final segunda del Real Decreto 244/2019 se introducen diversas modificaciones de la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) a fin de precisar los requisitos de seguridad tanto de los mecanismos antivertido como de las instalaciones generadoras en baja tensión.

En relación con las instalaciones de generación en la modalidad de autoconsumo sin excedentes, el Real Decreto 244/2019 prevé en su artículo 5.3 que el consumidor tendrá la titularidad tanto del punto de suministro como de las instalaciones de generación conectadas a la red; si bien el propietario podrá ser una persona física o jurídica distinta.

Con esta regulación lo que el Ministerio para la Transición Ecológica pretende es diferenciar claramente entre el *régimen jurídico-administrativo* de la *titularidad* (ya que el titular es el responsable ante el sistema eléctrico por el incumplimiento de la normativa vigente) y el *régimen jurídico-civil* de la *propiedad* (pudiendo pertenecer la instalación, por ejemplo, a la empresa que la coloque en la cubierta de la vivienda y se encargue de gestionar la generación fotovoltaica).

Nótese, además, que al no identificarse a efectos jurídico-administrativos ningún sujeto productor en la modalidad de *autoconsumo sin excedentes*, la instalación no deberá inscribirse en el RAIPRE; una situación que no ha variado en relación con la antigua modalidad de autoconsumo tipo 1.

Por último, siguiendo la comparación entre la antigua modalidad de autoconsumo tipo 1 y la actual modalidad de autoconsumo sin excedentes, encontramos las siguientes diferencias:

- a) Mientras que en la modalidad *sin excedentes* se impide la inyección de energía excedentaria a la red, en la modalidad *tipo 1* sí estaba permitido; con el relevante desincentivo de que el consumidor no podía percibir retribución alguna a cambio.
- b) Para acogerse a la modalidad *tipo 1* la potencia contratada del consumidor no podía superar los 100 kW; sin embargo, el marco normativo vigente no establece ninguna limitación respecto de la potencia contratada para que un consumidor pueda acogerse a la modalidad de autoconsumo *sin excedentes*. Ahora bien, como podrá observarse más adelante, las instalaciones encuadradas en la modalidad *sin excedentes* cuya potencia sea inferior o igual a 100 kW se podrán beneficiar de una tramitación administrativa simplificada.
- c) Uno de los requisitos que el Real Decreto 900/2015 establecía para acogerse a la modalidad de autoconsumo *tipo 1* era que la suma de potencias instaladas de generación fuera igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor, limitación que ya no contempla la normativa vigente para acogerse a la modalidad de autoconsumo *sin excedentes*. Según la Exposición de Motivos

del Real Decreto 244/2019, este requisito constituía uno de los más destacados obstáculos para la expansión del autoconsumo<sup>462</sup>.

#### **b) Suministro con autoconsumo con excedentes**

La otra modalidad de autoconsumo que contempla el actual marco regulatorio, en virtud de lo dispuesto por el artículo 9.1.b) de la Ley 24/2013 y el artículo 4.1.b) del Real Decreto 244/2019, es el *suministro con autoconsumo con excedentes*.

Esta modalidad de autoconsumo guarda las siguientes características esenciales:

- a) Cuando el autoconsumidor se acoja a la modalidad *con excedentes* se entenderá, a efectos jurídicos, que existen dos sujetos diferentes de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013: el productor y el consumidor.
- b) Esta modalidad permite, además de suministrar energía eléctrica para autoconsumo, inyectar los excedentes en las redes de transporte y distribución.
- c) Como consecuencia de las dos circunstancias anteriores, las instalaciones sujetas a la modalidad de autoconsumo con excedentes deberán ser inscritas en el RAIPRE.

Debe saberse, no obstante, que el desarrollo reglamentario realizado por el Real Decreto 244/2019 divide la modalidad de autoconsumo *con excedentes* en dos subgrupos: a) la modalidad con excedentes *acogida* a compensación; b) la modalidad con excedentes *no acogida* a compensación<sup>463</sup>.

El autoconsumo *con excedentes acogido a compensación* se configura pensando en aquellas pequeñas instalaciones que generan una cantidad de energía eléctrica superior

---

<sup>462</sup> Llama la atención, sin embargo, que sobre esta misma cuestión el Tribunal Constitucional se pronunciara del siguiente modo: “En cuanto al límite de que la potencia instalada de generación sea igual o inferior a la potencia contratada como consumidor, se fundamenta en que uno de los objetivos del Real Decreto es avanzar hacia un sistema de generación distribuida mediante mecanismos de venta de excedentes y autoconsumo instantáneo. Entre sus objetivos se encuentra, de este modo, evitar instalaciones sobredimensionadas que causen vertidos a la red, puesto que la generación distribuida solo es eficiente para el conjunto del sistema si se produce el consumo instantáneo”. Cfr. STC (Pleno), núm. 68/2017, de 25 de mayo, FJ 6º, sobre el conflicto positivo de competencia planteado por el Consejo de Gobierno de la Generalidad de Cataluña en relación con diversos preceptos del Real Decreto 900/2015.

<sup>463</sup> Cfr. artículo 4.2 del Real Decreto 244/2019, apartados a) y b) respectivamente.

a la que el consumidor necesita. De esta forma, la electricidad excedentaria podrá verterse a la red y, en consecuencia, el consumidor recibirá un descuento en la factura emitida por la empresa comercializadora equivalente al precio de la energía vertida.

De acuerdo con lo expresado por el artículo 4.2.a) del Real Decreto 244/2019, esta modalidad se aplicará en los casos de suministro con autoconsumo *con excedentes* en los que tanto el productor como el consumidor opten -voluntariamente- por acogerse al mecanismo de compensación de excedentes, debiéndose cumplir para ello con la totalidad de las condiciones que a continuación se enuncian:

- a) Que la fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- b) Que la potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.
- c) Si resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, que el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares de producción con una empresa comercializadora, según lo dispuesto en el artículo 9.2 del Real Decreto 244/2019.
- d) Que el productor y el consumidor hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo de conformidad con lo dispuesto en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.
- e) Que la instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico<sup>464</sup>.

Asimismo, de acuerdo con el análisis de impacto normativo<sup>465</sup> elaborado por el Ministerio para la Transición Ecológica sobre el Real Decreto 244/2019, cabe señalar que

---

<sup>464</sup> Por régimen retributivo específico entiéndase el régimen retributivo de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos regulado por el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

<sup>465</sup> Memoria del análisis de impacto normativo de la propuesta de real decreto por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo, elaborada por el Ministerio para la Transición Ecológica (2019).

las condiciones mencionadas para pertenecer a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación persiguen los siguientes objetivos:

- a) Fomentar el autoconsumo renovable.
- b) Cumplir con los requisitos del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre.
- c) Definir un marco en el que puedan acogerse a este tipo de compensación aquellos productores y consumidores que tengan como único objetivo la reducción de su factura energética, de tal forma que puedan utilizar los excedentes de generación que su instalación pudiera aportarles en otros momentos del día sin que ello suponga ningún tipo de carga administrativa o fiscal adicional a la que han de soportar el resto de los consumidores.

Finalmente, el autoconsumo con excedentes *no acogido* a compensación se presenta como la modalidad en la que encuadrar:

- a) Todos aquellos casos de autoconsumo con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos exigidos para pertenecer a la modalidad con excedentes acogida a compensación.
- b) Los supuestos en que, aun cumpliendo con las condiciones anteriormente descritas, el productor y el consumidor decidan voluntariamente no optar por la compensación. Por consiguiente, quienes no se encuentren acogidos a compensación, venderán sus excedentes de energía en el mercado eléctrico<sup>466</sup>.

---

<sup>466</sup> A este respecto, Red Eléctrica de España ha publicado en su página web lo siguiente: “Red Eléctrica de España, como operador del sistema eléctrico nacional, ha iniciado en la web del operador del sistema eSios la publicación diaria del precio por megavatio-hora (MWh) con el que se compensará a los autoconsumidores que viertan a la red la energía excedentaria. Para ello, el usuario ha de tener un contrato de tarifa regulada o Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) con una comercializadora de referencia y estar acogido al mecanismo de compensación simplificada definida en el Real Decreto 244/2019, del 5 de abril, por el cual se recompensa con una reducción de su factura de electricidad al autoconsumidor que integre su energía generada y no consumida en la red. (...) Este precio, con el que se compensará a los autoconsumidores, es el resultado de restar al precio medio horario (basado en el resultado del mercado diario e intradiario para cada hora del día) el coste de los desvíos. Para el cálculo de este valor no se tienen en cuenta los peajes de acceso. De esta manera, los autoconsumidores que viertan el excedente de generación renovable en la red, obtendrán una reducción sobre su factura de electricidad”.

#### **4. Formas de autoconsumo al margen de la modalidad seleccionada**

##### **A) Según el número de consumidores asociados: individual o colectivo**

###### **a) Regulación del autoconsumo colectivo en el Real Decreto 244/2019**

En el ámbito objetivo del Real Decreto 244/2019 se encuentra, entre otras tareas, el desarrollo del autoconsumo individual y colectivo<sup>467</sup>. El mencionado real decreto no define qué ha de entenderse específicamente por autoconsumo individual; sin embargo, sí recoge entre sus definiciones la relativa al autoconsumo colectivo y, en multitud de ocasiones, se refiere expresamente a él cuando su tratamiento jurídico se aparta del régimen general -cuya ordenación se elabora pensando en el autoconsumo individual-.

Por ello, entendemos que el *autoconsumo individual* consiste en el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a las mismas, realizado por un único consumidor. Y que, en consecuencia, el Real Decreto 244/2019 se refiere en todo momento al autoconsumo individual, salvo que se especifique lo contrario.

Mientras, el *autoconsumo colectivo* se define por el artículo 3.m) del Real Decreto 244/2019 con las siguientes palabras: “*se dice que un sujeto consumidor participa en un autoconsumo colectivo cuando pertenece a un grupo de varios consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica que proviene de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos*”.

No obstante, esta confusión inicial se disipa cuando el artículo 4.3 del propio Real Decreto 244/2019 confirma que, “*adicionalmente a las modalidades de autoconsumo señaladas, el autoconsumo podrá clasificarse en individual o colectivo en función de si*

---

Titular de la noticia: “Red Eléctrica publica el precio con el que se compensará a los autoconsumidores por verter su excedente de energía a la red”, (14 de mayo de 2019), página web de *Red Eléctrica de España*, sección *notas de prensa*.

Recuperado de:

<https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/2019/05/red-electrica-publica-el-precio-con-el-que-se-compensara-a-los-autoconsumidores-por-verter-su-excedente-de-energia-a-la-red>

<sup>467</sup> Cfr. el artículo 1.3 del Real Decreto 244/2019.

*se trata de uno o varios consumidores los que estén asociados a las instalaciones de generación”.*

Asimismo, es relevante lo que añade el citado precepto a continuación sobre el autoconsumo colectivo, al precisar que *“todos los consumidores participantes que se encuentren asociados a la misma instalación de generación deberán pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo y deberán comunicar de forma individual a la empresa distribuidora como encargado de la lectura, directamente o a través de la empresa comercializadora, un mismo acuerdo firmado por todos los participantes que recoja los criterios de reparto”*<sup>468</sup>.

Por ello, siempre que todos los consumidores alcancen un acuerdo para participar en una concreta modalidad y, además, se cumplan las condiciones establecidas por el marco regulatorio vigente, el *autoconsumo colectivo* podrá acogerse a cualquiera de las modalidades: incluida la aplicación del mecanismo de compensación simplificada a la modalidad de autoconsumo *sin excedentes*<sup>469</sup>. El *autoconsumo individual*, sin embargo, únicamente será compatible con la *compensación simplificada* cuando se acoja a la modalidad *con excedentes*. La explicación es la siguiente: si se escoge la modalidad de autoconsumo *sin excedentes* (sin la posibilidad de inyectar la electricidad sobrante en la red), pero hay varios consumidores asociados, podrán compensarse la energía eléctrica excedentaria entre ellos. Ahora bien, si únicamente existe un consumidor y éste no vierte energía eléctrica a la red, no habrá nada que compensar.

#### **b) Prohibición del autoconsumo colectivo en el Real Decreto 900/2015**

Debe mencionarse, además, que la posibilidad de autoconsumir energía eléctrica colectivamente era negada por la regulación que el Real Decreto 900/2015 contenía en su versión original. En concreto, su artículo 4.3 establecía que *“en ningún caso un generador se podrá conectar a la red interior de varios consumidores”*. Llama la atención, por

---

<sup>468</sup> Sobre el cálculo de las energías y potencias a efectos de facturación y liquidación para el autoconsumo colectivo *vid.* el Anexo I del Real Decreto 244/2019.

<sup>469</sup> En este sentido, el Real Decreto 244/2019 establece en su artículo 3.m) que *“el autoconsumo colectivo podrá pertenecer a cualquiera de las modalidades de autoconsumo definidas en el artículo 4 cuando éste se realice entre instalaciones próximas de red interior”* y en su artículo 14.2 que *“también podrán acogerse voluntariamente a un mecanismo de compensación simplificada los consumidores que realicen autoconsumo colectivo sin excedentes”*.



cierto, que no se pronunciaron al respecto ni el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), 8 de julio de 2015, ni el dictamen elaborado por el Consejo de Estado, de 17 de septiembre de 2015; documentos, por lo demás, de verdadero interés.

Este precepto fue impugnado por la Generalidad de Cataluña ante el Tribunal Constitucional; conflicto de competencias que fue resuelto por la STC 68/2017, de 25 de mayo. En ella -como ya se dijo en el anterior capítulo al profundizar en el contenido de la sentencia- se declaró por parte del TC que el artículo 4.3 del Real Decreto 900/2015 era inconstitucional y nulo por vulnerar el orden constitucional de competencias.

Asimismo, como recuerda Roberto GALÁN VIOQUE, *“no se puede pasar por alto que en la Directiva sobre promoción del uso de la energía procedente de fuentes renovables se prevé expresamente la posibilidad del autoconsumo compartido y que, además, se crea la figura de las comunidades de energía renovables”*<sup>470</sup>. Comunidades que, lógicamente, basan su funcionamiento en la existencia de varios consumidores asociados; pues, de lo contrario, sería inviable la construcción de una comunidad.

Así las cosas, el Real Decreto 244/2019 debía incluir necesariamente el desarrollo del autoconsumo colectivo en su ámbito objetivo por razón de un doble mandato: a) el procedente del Derecho de la Unión Europea<sup>471</sup>; b) el derivado de la STC 68/2017, de 25 de mayo.

---

<sup>470</sup> GALÁN VIOQUE, R., “El régimen del autoconsumo”, en DELGADO PIQUERAS, F., *El Derecho de las energías renovables y el regadío*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2018, p. 229.

<sup>471</sup> Es, en concreto, el artículo 21.4 de la Directiva 2018/2001/UE, sobre el fomento de energías renovables, el precepto que permite el autoconsumo colectivo. Con ese fin, establece el siguiente mandato: *“Los Estados miembros garantizarán que los autoconsumidores de energías renovables situados en el mismo edificio, incluidos los bloques de apartamentos, tengan derecho a realizar conjuntamente las actividades a que se refiere el apartado 2 y que se les permite el intercambio de energía renovable que produzcan en su propio o propios emplazamientos, sin perjuicio de las tarifas de la red y otros cargos, tasas, gravámenes e impuestos pertinentes aplicables a cada autoconsumidor de energías renovables. Los Estados miembros podrán establecer diferencias entre autoconsumidores individuales de energías renovables o autoconsumidores de energías renovables que actúen de forma conjunta. Cualquier diferencia de trato deberá ser proporcional y estar debidamente justificada”*.

**c) Sobre cómo la prohibición del autoconsumo colectivo impedía el acceso a un servicio esencial: el suministro eléctrico con autoconsumo**

El fomento del *autoconsumo colectivo* resulta obligado, no sólo por los mandatos jurídicos recibidos desde la Unión Europea y el Tribunal Constitucional, también por su conveniencia socioeconómica; pues, recuérdese, mientras que en el año 2014 un 40 % de ciudadanos europeos vivía en bloques de pisos, esa proporción ascendía hasta el 66,5 % en suelo español<sup>472</sup>. El necesario fomento del autoconsumo colectivo, sin embargo, puede condicionar la caracterización jurídica del suministro eléctrico como servicio esencial.

A decir de Juan SANTAMARÍA PASTOR, el significado del *principio de mutabilidad o adaptación* es sumamente simple: “*el servicio público debe responder en todo momento, en sus características materiales, a un óptimo nivel de satisfacción del interés general; por ello, su régimen debe hallarse diseñado de manera que las condiciones de su prestación puedan variarse sin que a ello se oponga obstáculo de orden jurídico*”<sup>473</sup>. Por consiguiente, el suministro de electricidad sólo alcanzaría actualmente un óptimo nivel de satisfacción del interés general si, en virtud del *principio de mutabilidad o adaptación*, se entendiera que ha de incluir las distintas modalidades de autoconsumo; entre ellas, por supuesto, las relativas al autoconsumo colectivo. Un interés general concreto y motivado, puesto que el suministro de electricidad con autoconsumo favorece la consecución del triple objetivo que persigue la regulación energética: seguridad del suministro, sostenibilidad medioambiental y precios asequibles.

Guardan elevado interés, a este respecto, las siguientes palabras de Santiago MUÑOZ MACHADO: “*Uno de los principios básicos que sirven para ordenar el servicio universal es la consideración de su carácter evolutivo, de modo que las leyes que lo regulan básicamente siempre atribuyen al Gobierno la facultad de revisar, ampliándolas, las prestaciones que incluye el servicio. Tal carácter evolutivo está vinculado, sobre todo, a las innovaciones tecnológicas y a su implantación en la sociedad, de manera que vayan convirtiéndose en prestaciones comunes algunos*

---

<sup>472</sup> Datos publicados por Eurostat. Recuperado de:

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Housing\\_statistics/es#Tipo\\_de\\_vivienda](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Housing_statistics/es#Tipo_de_vivienda)

<sup>473</sup> Vid. SANTAMARÍA PASTOR, J.A., *Principios de Derecho Administrativo general*, Tomo II, Iustel, Madrid, 2015, p. 359.

*servicios que inicialmente, cuando empieza su fase de desarrollo, solo están al alcance de minorías*”<sup>474</sup>. Por ello, si únicamente se permitiera normativamente un autoconsumo individual para viviendas unifamiliares, la mayoría de los ciudadanos en España serían privados del acceso a un servicio esencial en su más amplia comprensión: el suministro de electricidad. Servicio que, si bien es prestado por empresas privadas en régimen de concurrencia competitiva, no queda eximido por esta razón del debido respeto a los principios que rigen la prestación del servicio público en su elemento objetivo; exigiendo el *principio de universalidad* que los servicios esenciales sean accesibles y asequibles para toda la población.

Por otra parte, y siguiendo de nuevo al profesor MUÑOZ MACHADO, con la noción de servicio universal “*se trata de evitar que la gestión privada de un servicio, antes atribuido en exclusiva a establecimientos de carácter público, determine que los ciudadanos dejen de tener a su disposición prestaciones que los empresarios privados consideren no rentables*”<sup>475</sup>. Sin embargo, la prohibición establecida por el artículo 4.3 del Real Decreto 900/2015 impedía el acceso al suministro eléctrico con autoconsumo a gran parte de los ciudadanos españoles, además de dificultar el cumplimiento de los tres principales objetivos en materia de política energética. Es ahí, precisamente, donde radicaba la gravedad de la actuación descrita: no se trataba de una acción que respondiera a criterios de rentabilidad adoptados por una empresa privada, sino a criterios financieros adoptados por la propia Administración.

Se observa, pues, que la Administración a la que se le atribuía la posición de garante fue quien, por medio de su potestad reglamentaria, negó el acceso universal de los ciudadanos al suministro eléctrico con autoconsumo. Situación que se explica por su propio contexto, pues en el momento en que el Real Decreto 900/2015 fue aprobado, la deuda del sistema eléctrico superaba los 26.000 millones de euros; lo cual infundó en la esfera pública el temor a que, en caso de que el número de autoconsumidores aumentara, disminuyeran significativamente los ingresos del sistema eléctrico en concepto de peajes y cargos.

---

<sup>474</sup> Vid. MUÑOZ MACHADO, S., *Tratado de Derecho Administrativo y Derecho Público General*, Tomo XIV, *La actividad regulatoria de la Administración*, Ed. Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2015, p. 179.

<sup>475</sup> *Ibidem*, p. 176.

Un déficit que, en definitiva, hizo actuar a la Administración como lo haría una empresa privada. Y la contabilidad del sector público, qué duda cabe, es importante; pero entendemos que guarda una importancia mayor, en un Estado social y democrático de Derecho, la satisfacción de un interés general concreto y motivado como es la posibilidad de acceder al suministro eléctrico con autoconsumo.

**B) Según la ubicación de la instalación: en red interior o a través de la red de distribución**

**a) El autoconsumo de proximidad: una nueva realidad**

Una de las principales novedades del Real Decreto 244/2019 es el denominado *autoconsumo de proximidad*. Durante el periodo de vigencia del Real Decreto 900/2015, el suministro con autoconsumo sólo estaba permitido si las instalaciones de generación se encontraban conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociada a un consumidor. Ahora, gracias a lo dispuesto por el nuevo Real Decreto, también se ofrece la posibilidad de autoconsumir energía eléctrica cuando la instalación se encuentre *próxima* a las de consumo. Por ende, para la correcta comprensión del actual esquema organizativo resulta esencial que exponamos las definiciones de los diferentes escenarios según sea la ubicación de la instalación de generación para autoconsumo.

De un lado, la *red interior* de un consumidor asociado, de acuerdo con el artículo 3.i) del Real Decreto 244/2019, se define como “*la instalación eléctrica formada por los conductores, aparamenta y equipos necesarios para dar servicio a una instalación receptora que no pertenece a la red de distribución o transporte*”. Debiéndose entender por *línea directa*, de conformidad con el apartado f) del mismo precepto, “*la línea que tenga por objeto el enlace directo de una instalación de generación con un consumidor y que cumpla los requisitos establecidos en la normativa en vigor*”. Por consiguiente, éste es el escenario en el que se producía la totalidad del autoconsumo durante la vigencia del Real Decreto 900/2015.

Y, de otro lado, el Real Decreto 244/2019 ha añadido la opción de autoconsumir energía eléctrica a través de las denominadas reglamentariamente como *instalaciones de*

*producción próximas a las de consumo y asociadas a las mismas*; además de conservar, como es lógico, la opción de autoconsumir con instalaciones conectadas al consumidor asociado mediante su red interior o una línea directa. Se trata de una realidad que, por razón de su carácter novedoso, ha sido definida por vez primera en el Real Decreto 244/2019; llegando a informar en su artículo 1.2 que “*el presente real decreto tiene por objeto establecer la definición del concepto de instalaciones próximas a efectos de autoconsumo*”.

#### **b) Definición de instalación próxima**

Esta tarea ha sido llevada a cabo por medio de su artículo 3.g) al establecer que instalaciones de generación *próxim*as son aquellas que se encuentran destinadas a generar energía eléctrica para suministrar a uno o más consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo en las que se cumpla alguna de las siguientes condiciones:

- a) Estén conectadas a la red interior de los consumidores asociados o estén unidas a éstos a través de líneas directas.
- b) Estén conectadas a cualquiera de las redes de baja tensión derivada del mismo centro de transformación.
- c) Se encuentren conectados, tanto la generación como los consumos, en baja tensión y a una distancia entre ellos inferior a 500 metros.
- d) Estén ubicados, tanto la generación como los consumos, en una misma referencia catastral según sus primeros 14 dígitos.

Cabe señalar, acerca de la condición c), que su inclusión es consecuencia de los comentarios recibidos por el Ministerio para la Transición Ecológica en el trámite de audiencia sobre la insuficiencia de la referencia catastral como límite cartográfico de las instalaciones próximas; motivo por el cual decidieron añadir el requisito alternativo de los 500 metros. Y, aunque las alegaciones recibidas solicitaban una distancia mayor, en el Ministerio entendieron que se trataba de un punto de partida razonable en virtud de los cálculos por ellos realizados, contemplando la posibilidad de aumentar dicho límite en el futuro si lo considerasen oportuno.

No obstante, esta condición ha recibido diversas críticas por establecer que las *instalaciones próximas a través de la red* sólo podrán estar conectadas en baja tensión. En concreto, la asociación ecologista *Greenpeace* publicó un comunicado, el 5 de abril de 2019, en el que argumentaba lo siguiente: “*Greenpeace lamenta que la definición que se ha aprobado por el Gobierno del autoconsumo de proximidad excluya de esta modalidad a todas las instalaciones conectadas en media o alta tensión, incluyendo, por lo tanto, la gran mayoría de los edificios de la Administración como, entre otros, los colegios. Este hecho hace imposible, para la Administración, usar los excedentes de sus instalaciones de autoconsumo para poder donar esa electricidad a familias vulnerables a la pobreza energética (...)*”<sup>476</sup>.

De cualquier forma, para el reconocimiento de la instalación como *próxima*, basta con cumplir una sola de las condiciones enunciadas. Por lo tanto, al contrario de lo que sucedía en la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación, no es necesario que concurran todos y cada uno de los requisitos enumerados a fin de que el tratamiento jurídico correspondiente a las instalaciones próximas resulte aplicable -sobre todo porque, como puede observarse, algunas de las condiciones son incompatibles entre sí-.

Es importante destacar que, en verdad, el Real Decreto 244/2019 reconoce a todas las instalaciones de generación como instalaciones *próximas*. No obstante, en función de la caracterización propia de cada instalación, será catalogada de una forma u otra:

- a) Aquellas instalaciones próximas y asociadas que cumplan la condición a) de la definición se denominarán *instalaciones próximas de red interior*.
- b) Aquellas instalaciones próximas y asociadas que cumplan las condiciones b), c) o d) de la definición se denominarán *instalaciones próximas a través de la red*.

---

<sup>476</sup> Recuperado de:

<https://es.greenpeace.org/es/sala-de-prensa/comunicados/greenpeace-celebra-la-via-libre-al-autoconsumo-electrico-individual-y-colectivo-en-espana/>

**c) Relación de compatibilidad entre los distintos tipos de conexión de las instalaciones y las diversas modalidades de autoconsumo**

Finalmente, es conveniente aclarar cuáles son las modalidades de autoconsumos a las que puede pertenecer uno y otro tipo de instalación:

- a) El autoconsumo puede ser *individual* o *colectivo* con independencia de que las instalaciones sean catalogadas, por su ubicación, como *próximas de red interior* o *próximas a través de la red de distribución*.
- b) El autoconsumo *individual* será compatible con todas las modalidades de autoconsumo, se realice con instalaciones próximas de *red interior* o a través de la *red de distribución*, salvo con la modalidad *sin excedentes* acogida a *compensación simplificada* (esta opción se permite, exclusivamente, para el autoconsumo *colectivo*).
- c) Cuando el autoconsumo *colectivo* se realice entre instalaciones *próximas de red interior*, será compatible con todas las modalidades de autoconsumo, a saber: a') *sin excedentes*; b') *sin excedente* acogida a *compensación simplificada*; c') *con excedentes* acogida a *compensación simplificada*; d') *con excedentes* para venta a mercado.
- d) Cuando el autoconsumo *colectivo* se realice entre instalaciones *próximas a través de la red*, resultará compatible con la modalidad de autoconsumo *con excedentes* no acogida a compensación (es decir, cuyos excedentes serán vendidos a precio de mercado).

En relación con esta última opción, el autoconsumo *colectivo* con instalaciones *próximas a través de la red*, se ha generado una cierta controversia sobre si, además, sería compatible con la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación.

Finalmente, el Ministerio para la Transición Ecológica ha resuelto la problemática mostrándose favorable a que, incluso utilizando instalaciones próximas a través de la red, el autoconsumo colectivo pueda acogerse a compensación. En concreto el Ministerio ha ofrecido la siguiente explicación:

*“El Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, establece en su artículo 4.2.a) las condiciones que han de cumplirse para poder acogerse a una modalidad de autoconsumo con excedentes y compensación, entre las cuales figura la suscripción por parte del consumidor de un único contrato de suministro para el consumo asociado y los servicios auxiliares de producción.*

*En el caso de autoconsumo a través de red, los servicios auxiliares de producción no están conectados en red interior, de modo que no es posible unificar su contrato de suministro con el del consumo. Únicamente cuando los servicios auxiliares de producción puedan considerarse despreciables, será posible interpretar que se cumplen las condiciones establecidas en el citado artículo 4.2.*

*En este sentido, el artículo 3.j) del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, establece los requisitos para que los servicios auxiliares de producción puedan considerarse despreciables, y que se describen a continuación: a) sean instalaciones próximas de red interior; b) se trate de instalaciones de generación renovable con potencia instalada inferior a 100KW; c) en cómputo anual, consuman menos del 1 % de energía neta generada por la instalación.*

*De este modo, cuando la generación esté conectada a la red interior de al menos uno de los consumidores asociados, sí se entenderá cumplido el primero de los requisitos para considerar despreciables los servicios auxiliares de producción. Cuando además de lo anterior, se cumplan el resto de requisitos regulados en el artículo 3.j) del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, no será necesario suscribir un contrato de suministro particular para los servicios auxiliares, posibilitando así el cumplimiento de la condición relativa a la unicidad de contrato de suministro para poder acogerse a la modalidad de autoconsumo con excedentes y compensación.*

*Por tanto, sí es posible acogerse a la modalidad de autoconsumo con excedentes y compensación si soy un consumidor asociado a una instalación de producción próxima a través de red, pero solo en los casos en los que la instalación de generación esté conectada a la red interior de al menos uno de los consumidores y en los cuales los servicios auxiliares de producción cumplan los requisitos para ser considerados despreciables.”<sup>477</sup>*

---

<sup>477</sup> Información publicada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en la sección titulada “Preguntas frecuentes sobre autoconsumo” de su web. En particular, esta explicación da respuesta a la pregunta “¿Es posible acogerse a la modalidad de autoconsumo con excedentes y compensación si soy un consumidor asociado a una instalación de producción próxima a través de red?”.



## 5. Modalidades de autoconsumo y situaciones de transición

La realidad no es estática, sino dinámica, razón por la cual determinas situaciones merecen un particular tratamiento jurídico. Nos referimos, en concreto, a las que podrían denominarse *situaciones de transición*; aquellas que implican el cambio de un concreto régimen jurídico a otro distinto por variar la situación de hecho regulada.

Hemos identificado como *situaciones de transición* más relevantes a efectos jurídico-administrativos, las siguientes: a) la adaptación al régimen dispuesto por el Real Decreto 244/2019 de las instalaciones preexistentes; b) los requisitos exigidos por la normativa vigente cuando un consumidor o grupo de consumidores tiene la voluntad de acogerse a una modalidad de autoconsumo diferente; c) las consecuencias que las modificaciones técnicas de las instalaciones de generación pudieran desplegar respecto de la modalidad de autoconsumo a la que pertenezcan.

### A) Adaptación de las instalaciones preexistentes al Real Decreto 244/2019

Los consumidores que estuvieran realizando autoconsumo con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 244/2019, como es natural, deberán acogerse a alguna de las modalidades de autoconsumo en él recogidas; pues, de lo contrario, nos hallaríamos ante instalaciones que escaparían de un régimen jurídico que tiene carácter imperativo.

Por esta razón, la adaptación de los sujetos acogidos a las antiguas modalidades de autoconsumo establecidas al amparo del Real Decreto 900/2015, se encuentra regulada en la disposición transitoria primera del Real Decreto 244/2019.

Esta disposición determina que los consumidores acogidos a las modalidades de autoconsumo *tipo 1* y *tipo 2* definidas en el artículo 4 del Real Decreto 900/2015, serán clasificados de la siguiente forma:

- a) Los consumidores que estuvieran acogidos a la modalidad *tipo 1* definida en el artículo 4 del Real Decreto 900/2015, siempre que dispongan de un

---

Recuperado de:

<https://energia.gob.es/electricidad/autoconsumo-electrico/Paginas/preguntas-frecuentes-autoconsumo.aspx>

mecanismo antivertido, serán considerados consumidores acogidos a la modalidad de *suministro con autoconsumo sin excedentes*.

- b) Los consumidores que estuvieran acogidos a la modalidad *tipo 1* definida en el artículo 4 del Real Decreto 900/2015, cuando no dispongan de mecanismo antivertido, serán considerados consumidores acogidos a la modalidad de *suministro con autoconsumo con excedentes no acogida a compensación*.
- c) Los consumidores que estuvieran acogidos a la modalidad *tipo 2* definida en el artículo 4 del Real Decreto 900/2015, serán considerados consumidores acogidos a la modalidad de *suministro con autoconsumo con excedentes no acogida a compensación*; con independencia de que consumidor y productor sean, o no, la misma persona (física o jurídica).

Cabe señalar que, si las instalaciones no hubieran sido tramitadas adecuadamente con anterioridad, los consumidores deberán iniciar dicha tramitación administrativa acogándose a la modalidad de autoconsumo que corresponda según las características de la instalación y lo dispuesto por el Real Decreto 244/2019.

En este sentido, los consumidores pertenecientes a modalidades de autoconsumo antiguas debían comunicar al órgano competente de su Comunidad Autónoma, en un plazo de seis meses desde que fuera aprobado el Real Decreto 244/2019, la modalidad de autoconsumo a la que se acogían y hacer entrega de la documentación necesaria para su inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica.

## **B) Condiciones necesarias para el cambio de modalidad**

En virtud de lo establecido por la disposición transitoria primera del Real Decreto 244/2019 en su apartado cuarto, los consumidores que ya estuvieran acogidos a alguna de las modalidades presentes en el Real Decreto 900/2015, con carácter excepcional y durante el plazo de un año desde la aprobación del propio Real Decreto 244/2019, podrían realizar un primer cambio de modalidad de autoconsumo (en aplicación de lo previsto en el anterior apartado) a cualquier otra de las modalidades recogidas por el vigente marco regulatorio; adaptando las instalaciones si así lo precisara la modalidad pretendida.

Para aquellos sujetos acogidos desde el inicio a alguna de las modalidades de autoconsumo reguladas por el Real Decreto 244/2019, la regla general permite acogerse a cualquier otra modalidad distinta de las previstas en el propio Real Decreto; como es lógico, adecuando sus instalaciones y ajustándose a lo dispuesto en el régimen técnico, jurídico y económico que determine la normativa aplicable.

No obstante, el artículo 4.5 del Real Decreto 244/2019 recoge ciertas condiciones, a saber:

- a) En el caso de autoconsumo *colectivo*, el cambio de modalidad deberá ser llevado a cabo simultáneamente por todos los consumidores asociados a la misma instalación de generación.
- b) En ningún caso un sujeto consumidor podrá estar acogido, al mismo tiempo, a más de una de las modalidades de autoconsumo reguladas en el artículo 4 del Real Decreto 244/2019.
- c) En aquellos casos en que se realice autoconsumo mediante instalaciones *próximas a través de la red de distribución*, el autoconsumo deberá pertenecer a la modalidad de suministro con autoconsumo *con excedentes*.

Asimismo, es relevante señalar que las condiciones para el cambio de modalidad que acabamos de dar a conocer deben ser interpretadas en conexión con la limitación que establece el artículo 8.5 del Real Decreto 244/2019: el tiempo de permanencia en la modalidad de autoconsumo elegida será, como mínimo, de un año desde la fecha de alta o modificación del contrato de acceso donde se haya reflejado la modalidad seleccionada.

Finalmente, guarda interés que exponamos las observaciones realizadas por el IDAE en relación con los cambios de modalidad de autoconsumo<sup>478</sup>:

- a) Si se desea cambiar de modalidad, variando de autoconsumo *sin excedentes* a autoconsumo *con excedentes* o viceversa, el cambio implicaría la adaptación técnica de la instalación a la nueva modalidad; incorporando o retirando, según el caso, el *mecanismo antivertido*. En estos supuestos, sería necesario repetir

---

<sup>478</sup> Cfr. Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo elaborada por el Departamento Solar del IDAE y el Grupo de Trabajo de autoconsumo de la Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía (EnerAgen), Madrid, 2020, p. 110.

el proceso de autorización de puesta en servicio, presentando ante el órgano competente de la *Comunidad Autónoma* que corresponda un nuevo certificado de instalación que recoja las modificaciones realizadas.

- b) Aunque las modificaciones no impliquen un cambio físico de dispositivos (realizándose los cambios vía *software*), deberán comunicarse: de un lado, a la *Comunidad Autónoma* para que ésta realice las modificaciones pertinentes en el Registro (si existe); y, de otro lado, a la *distribuidora*, directamente o a través de la comercializadora de cada consumidor, para que pueda aplicar el cambio a la nueva modalidad.
- c) Si el consumidor asociado dispone ya de una instalación *con* excedentes y se desea acogerse al mecanismo de *compensación simplificada* o renunciar a él, deberá cambiar la modalidad de autoconsumo a la que pertenece; acudiendo a la *Comunidad Autónoma* para que realice la modificación que corresponda en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica. Asimismo, tendrá que comunicárselo a la *distribuidora*, directamente o a través de la comercializadora, para que así se recoja en el contrato de suministro y pueda aplicarse o anularse, según resulte procedente, el mecanismo de compensación simplificada.
- d) Si se pretende *incluir* un consumidor asociado nuevo o *eliminar* un consumidor ya existente, deberá comunicarse a la *Comunidad Autónoma* para que ésta realice las modificaciones pertinentes en el Registro. Además, se deberá firmar un nuevo *acuerdo de reparto de energía* entre todos los consumidores asociados y remitirlo nuevamente de forma individual a la *distribuidora*, directamente o a través de la comercializadora de cada consumidor, para que sean modificados los *coeficientes de reparto* que corresponden a cada consumidor asociado.

### **C) Instalaciones tramitadas al amparo del Real Decreto 244/2019: modificaciones y ampliaciones**

Según informa el IDAE, las instalaciones de generación tramitadas al amparo del Real Decreto 244/2019 que sean posteriormente ampliadas (piénsese, por ejemplo, en el incremento de la potencia instalada o en la incorporación posterior de elementos de acumulación), habrán de iniciar nuevamente los trámites administrativos pertinentes a fin de obtener las autorizaciones y licencias -en su caso- requeridas<sup>479</sup>.

Debe tenerse presente que, si la ampliación no implica que la instalación deje de tener una potencia inferior a 100 kW conectada en baja tensión, se mantendrán las exenciones previstas en el procedimiento administrativo; no obstante, se deberán realizar las oportunas modificaciones de las autorizaciones concedidas.

#### **6. Tramitación administrativa de las instalaciones de autoconsumo**

La tramitación administrativa de las instalaciones destinadas al autoconsumo de energía eléctrica es una realidad cuyo comentario resultaría excesivamente descriptivo, aunque no por ello se muestra ajena al Derecho Administrativo; nada más lejos.

Por este motivo, consideramos oportuno remitirnos para su observación a la “*Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo*” elaborada y publicada por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE), en su versión más actualizada (julio de 2020).

Se trata de un documento que, con una extensión de 165 páginas, describe con extraordinario detalle y rigor la tramitación administrativa exigida a las instalaciones empleadas en el autoconsumo, ya funcionen con o sin excedentes. Asimismo, incluye las especialidades recogidas a este respecto por la normativa autonómica y local.

Por ello, con la finalidad de ilustrar siquiera sea esquemáticamente la participación de los diversos niveles administrativos implicados en la tramitación del autoconsumo, compartimos a continuación las siguientes infografías contenidas en la Guía del IDAE (*vid.* las Figuras 3.3 y 3.4).

---

<sup>479</sup> Cfr. Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo... *op. cit.*, p. 111.

No obstante, la anterior remisión no impide un breve comentario sobre aquellos trámites administrativos que destacan por obstaculizar el despliegue del autoconsumo y que podrían ser reemplazados por títulos de intervención menos gravosos. Nos referimos, en concreto, a la *licencia de obras*.

El Derecho de la Unión Europea establece, a través del considerando (51) de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, que:

*“Los procedimientos administrativos prolongados constituyen un obstáculo administrativo importante y resultan costosos. La simplificación de los procedimientos administrativos de concesión de permisos y la fijación de plazos claros para las decisiones que hayan de adoptar las correspondientes autoridades competentes para la emisión de la autorización de la instalación de generación de electricidad sobre la base de una solicitud completa debe incentivar una tramitación más eficiente de los procedimientos y, consecuentemente, reducir los costes administrativos. (...) Para fomentar el uso de las energías renovables (...) debe establecerse un procedimiento simple para notificar al órgano competente las conexiones a la red en el caso de los proyectos de energías renovables de menor envergadura, incluidos los descentralizados, como las instalaciones de cubiertas fotovoltaicas. (...)”*

Así las cosas, se observa un mandato de simplificación administrativa con expresa mención a la instalación de cubiertas fotovoltaicas para autoconsumo eléctrico; mandato que exige, en España, la modificación de nuestro Derecho interno.

La legislación urbanística precisa, en la mayoría de los Municipios, la solicitud de la licencia de obras para la instalación de los módulos fotovoltaicos. Sin embargo, es razonable pensar que este concreto título de intervención no se ajusta a la naturaleza de una actividad como la citada. Si bien es cierto que la licencia o autorización es el modo clásico por el cual la Administración ha ejercido su actividad de control -más, si cabe, en el ámbito local-, desde hace una década la tendencia es otra.

Tras la aprobación de la Directiva 2006/123/CE, de 12 de diciembre, relativa a los servicios en el mercado interior (conocida como Directiva Bolkestein) y su transposición a nuestro ordenamiento por medio de la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios su ejercicio y la Ley 25/2009, de 22 de diciembre,

de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio (conocida como Ley Ómnibus), se añadió a la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común -actualmente derogada<sup>480</sup>- un artículo 71 bis en el que se contemplaban dos novedosos títulos administrativos de intervención: la *declaración responsable* y la *comunicación previa*.

Ambas figuras permiten, en contraposición a lo que sucede con la licencia, el reconocimiento o ejercicio de un derecho, o bien el inicio de una actividad, desde el día de su presentación; sin perjuicio de las facultades de comprobación, control e inspección que tengan atribuidas las Administraciones Públicas.

Quiere decirse, pues, que el cambio de tendencia al que aludíamos consiste en que toda aquella intervención administrativa producida tradicionalmente *ex ante* al ejercicio del derecho subjetivo se desarrolle, en la medida de lo posible, *ex post*. La razón es que, cuando la circunstancia permite que la intervención sea posterior por tratarse de un asunto de escasa complejidad, el interesado evita tener que esperar durante meses una respuesta afirmativa de la Administración; con el coste económico que con frecuencia ello ocasiona.

Por este motivo, multitud de voces en el sector eléctrico reclaman al conjunto de Administraciones Públicas que emprendan las reformas normativas oportunas para que la licencia de obras sea reemplazada por la declaración responsable o la comunicación<sup>481</sup>. En particular, la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) ha manifestado que la solicitud de la correspondiente licencia de obra “*conlleva retrasos de hasta ocho meses en la tramitación del proyecto, lo que supone un impacto en el coste de la instalación y*

---

<sup>480</sup> De tal modo que la referencia al artículo 71 bis de la Ley 30/1992 debe entenderse realizada, a fecha de hoy, al artículo 69 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

<sup>481</sup> El artículo 69.1 de la Ley 39/2015 dispone que “*se entenderá por declaración responsable el documento suscrito por un interesado en el que éste manifiesta, bajo su responsabilidad, que cumple con los requisitos establecidos en la normativa vigente para obtener el reconocimiento de un derecho o facultad o para su ejercicio, que dispone de la documentación que así lo acredita, que la pondrá a disposición de la Administración cuando le sea requerida, y que se compromete a mantener el cumplimiento de las anteriores obligaciones durante el período de tiempo inherente a dicho reconocimiento o ejercicio*”. Mientras, su apartado segundo hace referencia simplemente a la “comunicación” (recuérdese que en la antigua Ley 30/1992 se empleaba la expresión “comunicación previa”), estableciendo al respecto que “*se entenderá por comunicación aquel documento mediante el que los interesados ponen en conocimiento de la Administración Pública competente sus datos identificativos o cualquier otro dato relevante para el inicio de una actividad o el ejercicio de un derecho*”.

*desanima a los ciudadanos que quieren apostar por el autoconsumo para reducir su factura eléctrica y contribuir a la lucha contra el cambio climático”<sup>482</sup>.*

Si bien las Comunidades Autónomas tienen competencia exclusiva en materia de urbanismo (siendo que el Derecho urbanístico responde, actualmente, a un complejísimo sistema de reparto competencial<sup>483</sup>), el ordenamiento jurídico atribuye las competencias de carácter ejecutivo en este ámbito a los Municipios. De este modo, son los entes locales quienes deben establecer mediante ordenanza municipal el concreto título de intervención necesario para las instalaciones de autoconsumo (de autorización o de comunicación); aunque, naturalmente, habrán de ajustarse a lo dispuesto por la normativa urbanística aprobada por la Comunidad Autónoma a la que pertenezcan.

En esta línea, son cinco las Comunidades Autónomas que han aprobado normas con rango legal por las cuales se exige la declaración responsable o la comunicación -en lugar de la licencia de obra- para pequeñas instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo. Nos referimos, en concreto, a las siguientes: las Islas Baleares (Ley 7/2013, de 26 de noviembre, de régimen jurídico de instalación, acceso y ejercicio de actividades en las

---

<sup>482</sup> Titular de la noticia: “UNEF insta a las Comunidades Autónomas a eliminar la licencia de obras, la principal barrera al desarrollo del autoconsumo”, (7 de mayo de 2020), página web de UNEF, sección: *comunicados de prensa*.

Recuperado de:

<https://unef.es/2020/05/unef-insta-las-comunidades-autonomas-a-eliminar-la-licencia-de-obras-la-principal-barrera-al-desarrollo-del-autoconsumo/>

<sup>483</sup> Un sistema que, desde la espectacular STC 61/1997, de 20 de marzo, atribuye las Comunidades Autónomas competencia exclusiva en ordenación del territorio, urbanismo y vivienda, dejando descansar en el Estado la regulación de las condiciones básicas del ejercicio del derecho de propiedad, las garantías generales de la expropiación forzosa y el régimen de valoraciones del suelo, los aspectos registrales y la responsabilidad patrimonial de la Administración. Cabe destacar, a fin de sintetizar la doctrina en ella recogida, el siguiente fragmento del FJ 6º: *“El orden constitucional de distribución de competencias ha diseccionado ciertamente la concepción amplia del urbanismo que descansaba en la legislación anterior a la Constitución de 1978, pues no es posible desconocer, como se ha dicho, que junto a la atribución de la competencia urbanística a las Comunidades Autónomas, el art. 149.1 C.E. reconoce al Estado la competencia, también exclusiva, sobre las condiciones básicas de ejercicio de los derechos constitucionales o la legislación sobre expropiación forzosa, o el sistema de responsabilidad o el procedimiento administrativo común, por citar algunos de los instrumentos de los que el urbanismo, con esa u otra nomenclatura, suele hacer uso. Pues bien, expuesto lo anterior, ha de afirmarse que la competencia autonómica exclusiva sobre urbanismo ha de integrarse sistemáticamente con aquellas otras estatales que, si bien en modo alguno podrían legitimar una regulación general del entero régimen jurídico del suelo, pueden propiciar, sin embargo, que se afecte puntualmente a la materia urbanística (establecimiento de las condiciones básicas que garanticen la igualdad en el ejercicio del derecho de propiedad urbana, determinados aspectos de la expropiación forzosa o de la responsabilidad administrativa). Pero ha de añadirse, a renglón seguido, que no debe perderse de vista que en el reparto competencial efectuado por la C.E. es a las Comunidades Autónomas a las que se ha atribuido la competencia exclusiva sobre el urbanismo, y por ende es a tales entes públicos a los que compete emanar normas que afecten a la ordenación urbanística, en el sentido anteriormente expuesto”*.



Illes Balears), Galicia (Instrucción 3/2018, de 30 de abril, de la Dirección General de Energía y Minas, sobre la tramitación administrativa de las instalaciones de autoconsumo, así como los requisitos técnicos mínimos aplicables a estas instalaciones), Extremadura (Ley 11/2018, de 21 de diciembre, de ordenación territorial y urbanística sostenible de Extremadura), Cataluña (Decreto-ley 16/2019, de 26 de noviembre, de medidas urgentes para la emergencia climática y el impulso a las energías renovables), y Andalucía (Decreto-ley 2/2020, de 9 de marzo, de mejora y simplificación de la regulación para el fomento de la actividad productiva de Andalucía).

Sirva, por todas, el ejemplo de Extremadura. En este caso, la Ley 11/2018 dispone en su artículo 162 -bajo el título de “*comunicaciones previas de obras, instalación y construcción*”- que estarán “*sujetos al régimen de comunicación previa al Municipio los actos de aprovechamiento y uso del suelo y los de obras de construcción, edificación, instalación y urbanización, no incluidos en el ámbito de aplicación del artículo 146 -titulado licencia de obras de edificación, construcción e instalación- y en particular, los siguientes: j) la instalación de placas solares sobre edificios y construcciones, así como los puntos de recarga de vehículos eléctricos, salvo que supongan un impacto sobre el patrimonio histórico artístico*”.

Este ejercicio de simplificación administrativa no debe impedir que se distinga, como así sucede en el caso de Galicia, entre las instalaciones de pequeño tamaño<sup>484</sup> y las demás; exigiendo comunicación para las primeras y autorización administrativa previa para las segundas. Así pues, siempre que el tamaño de la instalación lo haga posible, el ordenamiento jurídico debería establecer un título de intervención que permitiera la ejecución inmediata de las placas fotovoltaicas bajo la responsabilidad del promotor; sin perjuicio, como es lógico, de las comprobaciones técnicas posteriores por parte de la Administración municipal.

---

<sup>484</sup> Por éstas se refiere, expresamente, a las instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia nominal no superior a 100 kW y conectadas directamente a una red de tensión no superior a 1 kV, ya sea la red de distribución o la red interior de un consumidor.

En la práctica, debemos advertir, es frecuente que los Municipios denieguen la declaración responsable o comunicación previa que el interesado entregue y continúen solicitando la tradicional licencia de obras. En este contexto, lo recomendable sería que se tramite la instalación de autoconsumo eléctrico según lo dispuesto por la normativa autonómica antes citada y, ante una respuesta negativa por parte de la Administración municipal, se recurra en vía administrativa interponiendo un recurso de reposición o un recurso de alzada, según proceda.

En este sentido, la comercializadora de electricidad Holaluz (la primera compañía que logró tramitar una instalación de autoconsumo colectivo en España) ha compartido en diversos foros algunos de los óbices administrativos que se han encontrado durante los inicios del despliegue<sup>485</sup>. Interesa destacar, en concreto, tres de ellos. El primero hace referencia al aval de gestión de residuos exigida por el Ayuntamiento de Rubí (Barcelona) a razón de 11 euros la tonelada cuando, en realidad, la instalación de diez placas solares no genera residuos más allá del embalaje correspondiente a cada una. En el caso de Rivas Vaciamadrid (Madrid), el Ayuntamiento solicitaba una tasa municipal ligada a la licencia de obras que implicaba el abono de 650 euros por metro cuadrado ocupado con módulos fotovoltaicos; así pues, teniendo presente que las placas solares abarcan una superficie aproximada de veinte metros cuadrados, el pago de la tasa sería mayor que el coste de la propia instalación de autoconsumo eléctrico. Por último, en Altafulla (Tarragona) el Ayuntamiento les denegó la concesión de la licencia de obras por posibles reflejos de los paneles; aplicando, asimismo, normativa relativa a la protección del patrimonio histórico cuando los módulos solares iban a instalarse en un edificio que no integraba este conjunto de bienes. Debe precisarse, no obstante, que según narra la comercializadora en los tres supuestos recurrieron por vía administrativa y los tres Consistorios estimaron los recursos interpuestos; siendo muy positivo que, más allá de esas concretas estimaciones -y la natural satisfacción que producirían en los interesados-, la Administración municipal dejó a partir de ese momento de exigir los trámites citados a quienes desearan instalar módulos fotovoltaicos para la práctica del autoconsumo.

---

<sup>485</sup> Los datos ofrecidos se han obtenido de la ponencia sobre "Tramitación de instalaciones de autoconsumo" impartida por Helena BADGER QUERALT, asesora jurídica en Holaluz, en el webinar celebrado el 28 de mayo de 2020 que organizó UNEF en el marco de la serie "Diálogos solares desde casa".

En suma, puede concluirse que la regulación del autoconsumo de energía eléctrica ha mejorado sustancialmente con la aprobación del Real Decreto 244/2019. Sin embargo, esta norma no opera aisladamente, sino que debe aplicarse en combinación con otra serie de instrumentos que responden a la potestad normativa de diferentes Administraciones: desde la europea hasta la local. Si a ello añadimos la influencia recíproca entre la energía y otras materias como el medio ambiente o el urbanismo, la tramitación administrativa de las instalaciones adquiere una complejidad notable.

Dicho lo cual, resulta comprensible que en determinados casos se exijan trámites municipales que puedan resultar contrarios al marco regulador autonómico. Existe aún un desconocimiento considerable sobre la cuestión por parte tanto de los ciudadanos como de las propias Administraciones. No obstante, los casos antes citados demuestran que, por lo general, los Ayuntamientos proceden con buena fe; dado que están subsanando en vía administrativa los errores que pudieran haberse cometido.

De cualquier modo, conviene recordar que España tiene diecisiete Comunidades Autónomas y más de ocho mil Municipios. Un escenario que, en materia de autoconsumo, necesita ser armonizado a la mayor brevedad mediante los instrumentos que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y el IDAE consideren oportunos.

**FIGURA 3.3**

**Tramitación administrativa: autoconsumo sin excedentes**

Instalaciones en autoconsumo SIN EXCEDENTES			
<b>1. Diseño de la instalación</b>			
BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT	
Memoria técnica	Proyecto técnico	Proyecto técnico	
<b>2. Permisos de acceso y conexión / Aavales o garantías</b>			Distribuidora
Exentas del permiso. Necesario solicitar CAU			
<b>3. Autorizaciones ambientales y de utilidad pública</b>			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT	
Consultar CC.AA	Consultar CC.AA	Consultar CC.AA	
<b>4. Autorización administrativa previa y de construcción</b>			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT	
Exentas	Consultar CC.AA.	Consultar CC.AA.	
<b>5. Licencia de obras</b>			Admón. local
Consultar la normativa particular del Ayuntamiento del emplazamiento elegido			
<b>6. Ejecución de la instalación</b>			
<b>7. Inspección inicial e inspecciones periódicas</b>			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT	
Consultar CC.AA	Consultar CC.AA	Consultar CC.AA	
<b>8. Certificados de instalación y/o certificados fin de obra</b>			Admón. autonómica
BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT	
Certificado instalación	Certificado instalación Certificado fin de obra	Documentación puesta en servicio AT según el Reglamento AT	
<b>9. Autorización explotación</b>			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT	
No necesita trámite Certificado instalación	Consultar CC.AA	Consultar CC.AA	
<b>10. Contrato de acceso</b>			Distribuidora o Comercializadora
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT	
Exentas – Comunicación modificación contrato a través de las CC.AA	Exentas – Comunicación cambio contrato	Exentas – Comunicación cambio contrato	
<b>11. Contrato de suministro de energía servicios auxiliares</b>			Distribuidora o Comercializadora
Exentas			
<b>12. Licencia de actividad</b>			Admón. local
Exentas. Consultar normativa particular del Ayuntamiento del emplazamiento elegido			
<b>13. Acuerdo de reparto y Contrato compensación excedentes</b>			Distribuidora o Comercializadora
Individual	No aplica		
Colectiva	No existe contrato. Notificación a la ED del acuerdo de reparto y compensación		
<b>14. Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo</b>			Admón. autonómica
BT – P<100 kW	BT – P>100 kW	AT	
Trámite de oficio en las CC.AA. donde exista	Sí, si existe	Sí, si existe	
<b>15. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica</b>			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT	
Trámite de oficio realizado a través de las CC.AA., que enviarán la información al Ministerio por vía telemática			
<b>16. Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPRE)</b>			Admón. autonómica
No aplica			
<b>17. Contrato de representación en mercado</b>			Comercializadora
No aplica			

Fuente: Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE)

FIGURA 3.4

Tramitación administrativa: autoconsumo con excedentes

Instalaciones en autoconsumo CON EXCEDENTES					
1. Diseño de la instalación					
BT – P≤10 kW		BT – P>10 kW		AT	
Memoria técnica		Proyecto técnico		Proyecto técnico	
2. Permisos de acceso y conexión / Avaes o garantías				Distribuidora	
Siempre debe solicitarse el CAU					
Suelo urbano con dotaciones y servicios requeridos por la legislación			Otra tipología de suelo		
Permiso de acceso y conexión					
BT – P≤15 kW		BT – P>15 kW		AT	
Exentas		Sí		Sí	
Avaes o garantías – 40 €/kW					
BT – P≤15 kW		BT – P>15 kW		AT	
Exentas		Sí		Sí	
Tramitación de acceso y conexión para aquellas instalaciones que lo precisen					
BT – P≤15 kW		BT – 15 kW>P<100kW		AT	
RD 1699/2011		RD 1699/2011		RD 1955/2000 - RD 1699/2011	
3. Autorizaciones ambientales y de utilidad pública				Admón. autonómica	
BT – P≤100 kW		BT – P>100 kW		AT	
Consultar CC.AA		Consultar CC.AA		Consultar CC.AA	
4. Autorización administrativa previa y de construcción				Admón. autonómica	
BT – P≤100 kW		BT – P>100 kW		AT	
Exentas		Sí		Sí	
5. Licencia de obras				Admón. local	
Consultar la normativa particular del Ayuntamiento del emplazamiento elegido					
6. Ejecución de la instalación					
7. Inspección inicial e inspecciones periódicas				Admón. autonómica	
BT – P≤100 kW		BT – P>100 kW		AT	
Consultar CC.AA		Consultar CC.AA		Consultar CC.AA	
8. Certificados de instalación y/o certificados fin de obra				Admón. autonómica	
BT – P≤10 kW		BT – P>10 kW		AT	
Certificado instalación		Certificado instalación Certificado fin de obra		Documentación puesta en servicio AT según el Reglamento AT	
9. Autorización explotación				Admón. autonómica	
BT – P≤10 kW		BT – P>10 kW		AT	
No necesita trámite Certificado instalación		Sí Consultar CC.AA		Sí Consultar CC.AA	
10. Contrato de acceso				AT	
BT – P≤100 kW		BT – P>100 kW		AT	
Exentas – Comunicación modificación contrato a través de las CC.AA		Exentas – Comunicación cambio contrato		Exentas – Comunicación cambio contrato	
11. Contrato de suministro de energía servicios auxiliares				Distribuidora o Comercializadora	
Obligatorio salvo los casos donde los servicios auxiliares se consideren despreciables. Se pueden unificar con el contrato de consumo en ciertos casos					
12. Licencia de actividad				Admón. local	
Acogidas a COMPENSACIÓN		Exentas. Consultar normativa Ayuntamiento			
No acogidas a COMPENSACIÓN		Sí. Consultar normativa Ayuntamiento			
13. Acuerdo de reparto y Contrato compensación excedentes				Distribuidora o Comercializadora	
Individuales	Acogidas a COMPENSACIÓN		Contrato de compensación de excedentes		
	No acogidas a COMPENSACIÓN		No aplica		
Colectivas	Acogidas a COMPENSACIÓN		Acuerdo de reparto + Contrato compensación		
	No acogidas a COMPENSACIÓN		Acuerdo de reparto		
14. Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo				Admón. autonómica	
BT – P≤100 kW		BT – P>100 kW		AT	
Trámite de oficio en las CC.AA. donde exista		Sí, si existe		Sí, si existe	
15. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica				Admón. autonómica	
BT – P≤100 kW		BT – P>100 kW		AT	
Trámite de oficio realizado a través de las CC.AA., que enviarán la información al Ministerio por vía telemática					
16. Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPRE)				Admón. autonómica	
Acogidas a COMPENSACIÓN		No aplica			
No acogidas a COMPENSACIÓN		Sí. Para P≤100 W trámite de oficio por el Ministerio			
17. Contrato de representación en mercado				Comercializadora	
Acogidas a COMPENSACIÓN		No aplica			
No acogidas a COMPENSACIÓN		Sí.			

Fuente: Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE)

## CAPÍTULO VII. RÉGIMEN ECONÓMICO DEL AUTOCONSUMO

El dictamen emitido por el Consejo de Estado, de 17 de septiembre de 2015, sobre el *Proyecto de Real Decreto por el que se establecía la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo*, reconocía que “otro de los aspectos que mayor polémica ha suscitado es la decisión de negar contraprestación económica al consumidor acogido a la modalidad de suministro con autoconsumo (art. 9.1 a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico) por la energía excedentaria que vierte a la red”.

Se trata de una cuestión que ha sido resuelta por el Real Decreto 244/2019 con el establecimiento de la *compensación simplificada*. De modo que, dada la trascendencia de la cuestión -como se desprende de las palabras empleadas por el Consejo de Estado en su dictamen-, hemos considerado oportuno abordar su estudio en un capítulo independiente del referido a las modalidades de autoconsumo y del relativo a su régimen tarifario.

### 1. Aproximación teórica al mecanismo de compensación simplificada

En la modalidad *con excedentes acogida a compensación* subyace la esencia del autoconsumo de energía eléctrica en el ámbito residencial: se trata de una actividad que debe entenderse, no como un *negocio*, sino como una forma de *ahorro*.

El artículo 9.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, dispone lo siguiente:

*“(...) Los excedentes de las instalaciones de generación asociadas al autoconsumo estarán sometidos al mismo tratamiento que la energía producida por el resto de las instalaciones de producción, al igual que los déficits de energía que los autoconsumidores adquieran a través de la red de transporte o distribución estarán sometidos al mismo tratamiento que los del resto de consumidores”, añadiendo de inmediato que, “sin perjuicio de lo anterior, reglamentariamente podrán desarrollarse mecanismos de compensación simplificada entre déficits de los autoconsumidores y excedentes de sus instalaciones de producción asociadas, que en todo caso estarán limitados a potencias no superiores a 100 kW”.*

Así pues, el Real Decreto 244/2019 desarrolla en su artículo 14 un novedoso *mecanismo de compensación simplificada*, realidad que da nombre al título del precepto.

Este mecanismo puede establecerse con independencia de que el autoconsumo sea individual o colectivo; si bien han de darse, en cualquier caso, las condiciones que a continuación comentaremos.

Por último, conviene recordar para una mejor comprensión de la cuestión que, a efectos jurídicos, ha de distinguirse entre *persona* y *sujeto*. Por ello, no debe extrañar que: cuando el autoconsumo sea sin excedentes requiera la existencia de una sola persona que se identifique con un único sujeto (que, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 6 de la Ley 24/2013, será el consumidor); y, cuando el autoconsumo sea con excedentes, resulte preciso que la misma persona reúna, a su vez, la condición de dos sujetos distintos (que, en virtud del artículo 6 de la Ley 24/2013, serán de un lado el productor y de otro el consumidor)<sup>486</sup>.

#### **A) Naturaleza jurídica de la compensación simplificada de excedentes: una relación obligatoria cuadrangular**

En primer lugar, interesa precisar la naturaleza jurídica del calificado por el Real Decreto 244/2019 como *contrato de compensación de excedentes* en del ordenamiento jurídico-civil; pues, a nuestro juicio, nos hallemos ante una *relación contractual bilateral* (de un lado, el productor y, de otro, el consumidor asociado) en el marco de una *relación obligatoria cuadrangular*, dado que la comercializadora y la distribuidora son personas jurídico-privadas cuya intervención resulta imprescindible para que el mecanismo de compensación pueda aplicarse.

Siguiendo a Luis DíEZ-PICAZO y Antonio GULLÓN, observamos cómo “*la obligación es una relación jurídica (relación obligatoria)*”. Añaden al respecto que “*la relación obligatoria es un cauce o instrumento para que puedan realizarse actividades de cooperación social y, más concretamente, para que puedan intercambiarse bienes y servicios*”<sup>487</sup>, como así sucede en la compensación simplificada. Nótese, asimismo, que nuestro Derecho positivo recoge en el artículo 1089 del Código Civil las distintas fuentes

---

<sup>486</sup> El artículo 6.1 de la Ley 24/2013, titulado “*Sujetos*”, establece que: “*las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica serán desarrolladas por los siguientes sujetos: los productores de energía eléctrica; el operador del mercado; el operador del sistema; el transportista; los distribuidores; los comercializadores; y los consumidores*”.

<sup>487</sup> Vid. DíEZ-PICAZO, L. y GULLÓN, A., *El Sistema de Derecho Civil, Vol. II, Tomo 1*, Tecnos, Madrid, 2015, p. 109.

de obligaciones<sup>488</sup>, apareciendo en primer lugar la *ley* y en segundo lugar el *contrato*. Por ello, nos gustaría subrayar que la relación jurídica cuadrangular a la que nos venimos refiriendo guarda naturaleza *obligatoria*; siendo que los contratos bilaterales suscritos conviven con la asignación a terceras personas de las correspondientes obligaciones de hacer *ex lege*.

El mecanismo de *compensación simplificada* consiste, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 14.3 del Real Decreto 244/2019, en “*un saldo en términos económicos de la energía consumida en el periodo de facturación*”. Ahora bien, este saldo es fruto del precio que se le hubiera asignado tanto a la energía eléctrica consumida como a la energía eléctrica excedentaria en función del momento en que se vertiera a la red. Esta asignación dependerá, no del contrato celebrado entre el productor y el consumidor, sino: a) de lo pactado cuando los consumidores tengan suscrito un contrato de suministro eléctrico con una *comercializadora libre*; b) de lo fijado reglamentariamente cuando los consumidores tengan suscrito un contrato de suministro con una *comercializadora de referencia*.

Por último, según dice el apartado quinto del artículo 14, para la efectiva aplicación del mecanismo de compensación simplificada “*los consumidores acogidos a dicho mecanismo deberán remitir directamente a la empresa distribuidora, o a través de su comercializadora, el mismo contrato, o en su caso acuerdo, de compensación de excedentes entre todos los sujetos participantes, solicitando la aplicación del mismo*”. Ello significa que, además, interviene un cuarto sujeto de los contemplados en el artículo 6 de la Ley 24/2013: la empresa distribuidora.

Se trata, pues, de una compleja relación obligatoria entre cuatro sujetos (que no han de ser necesariamente siempre cuatro personas -físicas o jurídicas-). Una relación cuya naturaleza jurídica podemos vincular, a fin de realizar una aproximación teórica, al instituto jurídico-civil de la *compensación*.

La *compensación*, contemplada en el artículo 1195 del Código Civil, tendrá lugar “*cuando dos personas, por derecho propio, sean recíprocamente acreedoras y deudoras*”

---

<sup>488</sup> Según reza el artículo 1089 del Código Civil: “*Las obligaciones nacen de la ley, de los contratos y cuasi contratos, y de los actos y omisiones ilícitos o en que intervenga cualquier género de culpa o negligencia*”.



*la una de la otra*”. En el presente caso, quienes intervienen son cuatro sujetos, ocupando cada uno de ellos la siguiente posición en la relación obligatoria referida:

- a) *El productor*: es aquella persona física o jurídica que asume la titularidad de la instalación que produce la energía eléctrica excedentaria vertida a la red (identificable mediante el código CIL)<sup>489</sup>. En consecuencia, el productor será acreedor: de un lado, respecto del consumidor por la electricidad proporcionada y, de otro lado, respecto de la comercializadora por la energía eléctrica vertida a la red.
- b) *El consumidor*: es aquella persona física o jurídica que asume la titularidad del punto de suministro (identificable mediante el código CUPS)<sup>490</sup> y que, por ende, adquiere la energía eléctrica para satisfacer sus propias necesidades. De esta forma, el consumidor será deudor: de un lado, respecto del productor por la electricidad que le proporciona y, de otro, respecto de la comercializadora con la que tiene contratado el suministro eléctrico.
- c) *La comercializadora*: es la sociedad mercantil o cooperativa de consumidores y usuarios que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquiere energía para su venta a los consumidores. Por lo tanto, la comercializadora será acreedora respecto del consumidor por la electricidad suministrada y deudora del productor por los excedentes que éste vierte en la red.
- d) *La distribuidora*: es aquella sociedad mercantil o cooperativa de consumidores y usuarios que tiene encomendada la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a transmitir la electricidad hasta los correspondientes puntos de consumo. Tras recibir el contrato de compensación de excedentes, la distribuidora deberá aplicar el mecanismo de compensación simplificada. Se trataría, según nuestro criterio, de una obligación *de hacer* ejecutada por imperativo legal o *ex lege*.

---

<sup>489</sup> El código CIL es el Código de Instalación de producción a efectos de Liquidación.

<sup>490</sup> El código CUPS es el Código Universal de Punto de Suministro.

Cabe precisar que los productores, por lo general, acuden al mercado organizado como plataforma de encuentro entre compradores y vendedores de electricidad, siendo OMIE, el operador y gestor del mercado eléctrico, la persona jurídica encargada de satisfacer los derechos y obligaciones económicas que contraen los agentes como resultado de sus contrataciones; es decir, de realizar el proceso conocido como liquidación a fin de garantizar el correcto flujo económico entre compradores y vendedores. De tal manera que el productor sabe que un consumidor ha comprado la energía eléctrica por él generada, pero desconoce su identidad y, por consiguiente, la relación obligatoria la debe contraer con OMIE.

No obstante, en virtud del artículo 25.4 de la Ley 24/2013 y 14.1 del Real Decreto 244/2019, el contrato de compensación de excedentes se encuentra excluido del sistema de ofertas. Es más, según lo dispuesto por el artículo 14.4 del Real Decreto 244/2019, la energía excedentaria de los consumidores acogidos al mecanismo de compensación simplificada *“no tendrá consideración de energía incorporada al sistema eléctrico de energía eléctrica y, en consecuencia, (...) el comercializador será el responsable de balance de dicha energía”*. Esta es la razón por la cual establecemos el derecho de crédito en el ámbito de la compensación simplificada, no entre el productor y OMIE, sino entre el productor y el comercializador.

En atención a lo anteriormente expuesto, las partes recíprocamente acreedoras y deudoras serían efectivamente dos: el *consumidor* y la *comercializadora*. De modo que estos dos sujetos, y no otros, serían quienes verdaderamente celebrarían la *compensación* en virtud de lo establecido por el Código Civil; aunque el calificado por el Real Decreto 244/2019 como *contrato de compensación de excedentes* fuere suscrito entre el productor y el consumidor.

Ahora bien, esto sucedería siempre que consumidor y productor coincidieran en la misma persona y, además, la comercializadora sea libre -no de referencia-. De no darse ambos requisitos cumulativamente, nos encontraríamos con los siguientes escenarios:

- a) Si el consumidor y el productor no son la misma persona, la comercializadora libre sería acreedora respecto del consumidor, pero éste no lo sería en relación con la comercializadora: lo sería el productor por los excedentes vertidos. De

modo que, en este supuesto, el consumidor debería suscribir un contrato de compensación de excedentes con el productor -mediante el cual éste le ceda al primero su crédito frente a la comercializadora- y, además, un contrato bilateral con la comercializadora libre -a través del cual se estipule el precio tanto de la energía eléctrica consumida como el de la excedentaria vertida a la red-.

- b) Si la comercializadora no es libre, sino de referencia, la transacción entre ésta y el consumidor se produciría *ex lege* en virtud de lo dispuesto por el artículo 14.3.ii) del Real Decreto 244/2019. En este supuesto el precio al que debe ser valorada la energía eléctrica excedentaria, en lugar de acordarse libremente por las partes mediante un contrato bilateral, será el del mercado organizado con una serie de modificaciones<sup>491</sup>.

En suma, puede afirmarse que, tras el *mecanismo de compensación simplificada*, subyacen múltiples relaciones obligatorias. Se trata, en concreto, de una *relación obligatoria cuadrangular* porque son cuatro los sujetos que intervienen en ella: el *productor*; el *consumidor*; la *distribuidora*; y la *comercializadora*.

La compensación tiene lugar entre el consumidor y la comercializadora. Para ello es necesario que, previamente, el productor le haya cedido al consumidor su derecho de crédito frente a la comercializadora cuando ambos sujetos (productor y consumidor) sean personas distintas (recuérdese que, en la modalidad de autoconsumo con excedentes, una sola persona puede reunir simultáneamente la condición de productor y de consumidor). Dicho lo cual, tras la celebración del contrato de compensación de excedentes entre productor y consumidor (subyaciendo a efectos jurídico-civiles, no una compensación - pese a su *nomen iuris*-, sino una cesión del crédito que el productor guarda frente a la comercializadora por la energía eléctrica excedentaria vertida a la red), el contrato deberá

---

<sup>491</sup> De conformidad con el precepto citado, cuando el consumidor disponga de un contrato de suministro al precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) con una comercializadora de referencia, la energía horaria excedentaria “*será valorada al precio medio horario, Pmh; obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora h, menos el coste de los desvíos CDSVh, definidos en los artículos 10 y 11 respectivamente del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo*”. Sin embargo, en el caso de que se disponga de un contrato de suministro con una comercializadora libre: “*a) la energía horaria consumida de la red será valorada al precio horario acordado entre las partes; b) la energía horaria excedentaria, será valorada al precio horario acordado entre las partes*”.

remitirse a la empresa distribuidora -directamente o a través de la comercializadora- solicitando, a su vez, la aplicación del mecanismo de compensación simplificada. Un mecanismo de compensación simplificada que se materializa, no con la celebración del contrato de compensación de excedentes, sino con el descuento que la comercializadora aplica finalmente sobre la factura del consumidor.

Así las cosas, gracias a este instrumento se logra liberar al consumidor de diversas cargas regulatorias, especialmente fiscales y administrativas; destacando, entre todas, que el autoconsumo realizado según la modalidad con excedentes acogido a compensación simplificada no se considere *actividad económica* a efectos tributarios.

No obstante, conviene advertir de la compleja regulación que resulta necesaria para su construcción jurídica. Se trata, en definitiva, de un escenario tecnológico y económico tan disruptivo que su ordenación provoca, en cierta medida, el desbordamiento de las categorías jurídicas tradicionales.

### **B) Distinción entre balance neto y compensación de excedentes**

Siguiendo el dictamen del Consejo de Estado núm. 820/2015, de 17 de septiembre, por balance neto (en inglés, *net metering*) se entiende “*la posibilidad de diferir en el tiempo el autoconsumo, de manera que la energía excedentaria vertida a la red en un determinado momento pueda compensar parte de la demanda consumida desde la red en otro momento*”<sup>492</sup>.

De modo que, atendiendo a la definición de balance neto ofrecida por el supremo órgano consultivo, estaríamos ante un supuesto de compensación legal (excluyendo así la convencional y la judicial), cuya aplicación exigiría el cumplimiento de los presupuestos recogidos en el artículo 1196 del Código Civil<sup>493</sup>. Es decir, ante una compensación entre

---

<sup>492</sup> Dictamen del Consejo de Estado núm. 820/2015, de 17 de septiembre, p. 53.

<sup>493</sup> De acuerdo con lo dispuesto por el artículo 1196 del Código Civil, para que proceda la compensación, es preciso:

“1.º Que cada uno de los obligados lo esté principalmente, y sea a la vez acreedor principal del otro.

2.º Que ambas deudas consistan en una cantidad de dinero, o, siendo fungibles las cosas debidas, sean de la misma especie y también de la misma calidad, si ésta se hubiese designado.

3.º Que las dos deudas estén vencidas.

4.º Que sean líquidas y exigibles.

5.º Que sobre ninguna de ellas haya retención o contienda promovida por terceras personas y notificada oportunamente al deudor.”

dos cosas fungibles de la misma especie y calidad; pues, sin perjuicio de que su origen sea fósil o renovable, los electrones son indiferenciables entre sí.

Sin embargo, la Comisión Nacional de Energía (CNE) se pronunció al respecto en su informe 3/2012, de 28 de marzo, manifestando que *“el mecanismo de balance neto no debería estar basado únicamente en los intercambios de energía (cesión y adquisición) entre un consumidor y la red, sino que debería completarse con el valor económico de esa energía, cuyo valor unitario depende del momento en que se produzca el intercambio, con lo que el balance neto tendría una base más económica, y por lo tanto, más eficiente”*. Concluyó afirmando que, *“en este sentido, la energía excedentaria, al igual que la neta consumida, debe ser valorada en términos económicos según acuerdo contractual libremente pactado entre las partes”*<sup>494</sup>.

El cambio de concepción es acertado, ya que, como bien señalaba la CNE, el precio de la electricidad varía según el momento de su producción; sin perjuicio, como acaba de indicarse, de que el origen de los electrones sea indiferenciable. La explicación es sencilla: dependiendo de la hora del día, el consumo total de electricidad es mayor (horas punta) o menor (horas valle), lo cual provoca que la generación aumente o disminuya de manera correlativa a fin de alcanzar el necesario punto de equilibrio (recuérdese que, tradicionalmente, uno de los axiomas sobre los cuales se construía el mercado eléctrico era la incapacidad de almacenamiento). Por lo tanto, cuanto menor sea el consumo, menor será la producción; generando electricidad únicamente aquellas centrales que presenten menores costes variables. Por el contrario, cuanto mayor sea el consumo, mayor será la producción; entrando en funcionamiento, no sólo las centrales con costes variables bajos (centrales nucleares e instalaciones vinculadas a las energías renovables), también las que tienen costes más altos (centrales térmicas de carbón y ciclos combinados de gas natural). Por consiguiente, puede comprenderse que, aun tratándose del mismo producto, no resulte equivalente en términos económicos inyectar 1 kW a la red de distribución a las 6 a.m., cuando la demanda y el precio son reducidos, que hacerlo a las 9 p.m., cuando la demanda es superior y el precio más elevado.

---

<sup>494</sup> Informe de la Comisión Nacional de Energía (CNE) núm. 3/2012, de 28 de marzo, p. 22.

En definitiva, es aquí donde se encuentra el elemento diferenciador entre el *balance neto* y la *compensación de excedentes*: en la valoración económica de la energía eléctrica excedentaria. Mientras que en el balance neto se produce una compensación entre cosas fungibles de la misma especie y calidad, en la compensación de excedentes lo que se compensan son cantidades de dinero.

## **2. Aplicación del mecanismo de compensación simplificada**

Una vez sentadas las bases dogmáticas sobre las cuales se configura el mecanismo de compensación de excedentes, procedemos a exponer -esta vez desde una perspectiva exegética- su concreta aplicación de conformidad con lo establecido por el Real Decreto 244/2019.

Con el fin de dotar a la exposición de un cierto orden sistemático, comenzaremos haciendo referencia a la compensación de excedentes en el autoconsumo individual y, a continuación, haremos lo propio atendiendo a los aspectos que inciden singularmente en de autoconsumo colectivo.

### **A) La compensación de excedentes en el autoconsumo individual**

En primer lugar, debe recordarse que la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación sólo será posible si se cumple con todas las condiciones que se recogen en el artículo 4.2.a) del Real Decreto 244/2019, a saber:

- a) Que la fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- b) Que la potencia total de las instalaciones de producción asociadas<sup>495</sup> no sea superior a 100 kW.
- c) Si resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, que el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares de

---

<sup>495</sup> A efectos de la regulación contenida en el Real Decreto 244/2019, el *consumidor asociado* es definido por su artículo 3.a) como el “*consumidor en un punto de suministro que tiene asociadas instalaciones próximas de red interior o instalaciones próximas a través de la red*”.

producción con una empresa comercializadora, según lo dispuesto en el artículo 9.2 del Real Decreto 244/2019.

- d) Que el consumidor y el productor asociados hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo en virtud de lo definido en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.
- e) Que la instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.

Dicho lo cual, conviene aclarar que el mecanismo de compensación simplificada es, en suma, el instrumento sobre el cual se asienta el régimen económico de la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación.

Este mecanismo se constituye jurídicamente mediante la suscripción de un contrato entre el productor y el consumidor; debiendo optar ambos sujetos, necesariamente, por la modalidad de autoconsumo *con excedentes acogida a compensación*<sup>496</sup>.

En relación con este contrato debe señalarse: de un lado, que su objeto consiste en la determinación de las condiciones técnicas y económicas en las que se efectuará la compensación entre los déficits de los consumos y la totalidad de los excedentes vertidos por las instalaciones de producción asociadas; y, de otro lado, que el contrato deberá remitirse a la empresa distribuidora, ya sea directamente o mediante la comercializadora, solicitando la aplicación del mecanismo de compensación.

En cuanto al funcionamiento del mecanismo, el Real Decreto 244/2019 lo define en su artículo 14.3 como *“un saldo en términos económicos de la energía consumida en el periodo de facturación”*. En este sentido, el IDAE precisa que *“la energía procedente de la instalación de autoconsumo que no sea consumida instantáneamente o almacenada por los consumidores asociados se inyecta a la red; y, cuando los consumidores precisen más energía de la que les proporciona la instalación de autoconsumo, comprarán la*

---

<sup>496</sup> El contrato de compensación de excedentes resulta obligatorio en instalaciones con excedentes acogidas a compensación, ya sea un caso de autoconsumo individuales o colectivo (salvo que el autoconsumo colectivo se realice en la modalidad sin excedentes, sustituyéndose entonces el referido contrato por un acuerdo); de forma que su celebración será en todo caso necesaria, aunque productor y consumidor sean la misma persona física o jurídica.

*energía a la red al precio que marque su contrato de suministro (PVPC o de mercado libre pactado con la comercializadora)”<sup>497</sup>.*

La valoración de la energía eléctrica, siguiendo lo establecido por el artículo 14.3 del Real Decreto 244/2019, se regirá por los siguientes criterios:

- a) Cuando se disponga de un contrato de suministro con una comercializadora libre: tanto la energía consumida de la red como la excedentaria será valorada al precio acordado entre las partes.
- b) Cuando se disponga de un contrato de suministro al precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) con una comercializadora de referencia: a’) la energía consumida de la red será valorada al coste horario de energía del precio voluntario para el pequeño consumidor en cada hora (TCUh), definido en el artículo 7 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo; b’) la energía eléctrica excedentaria será valorada al precio medio horario (Pmh), obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora h, menos el coste de los desvíos (CDSVh), definidos en los artículos 10 y 11 respectivamente del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo<sup>498</sup>.

---

<sup>497</sup> Cfr. Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo... *op. cit.*, p. 125. Asimismo, en la página 134, puede encontrarse la siguiente explicación por parte del IDAE sobre el funcionamiento de la compensación: *“En ciertas horas, cuando su consumo coincida con la generación fotovoltaica, el consumidor no necesitará comprar energía a la red de forma que utilizará toda la energía generada por su instalación de autoconsumo. En otras horas, cuando su consumo sea inferior a la energía generada (ENGh) la energía sobrante se volcará a la red como excedente, y habrá horas en que su consumo sea superior a la generación y por tanto deba comprar energía de la red. Al final del periodo de facturación, la distribuidora leerá el contador de suministro, que será bidireccional y que, por tanto, registrará tanto la energía consumida de la red como la energía excedentaria vertida a la red. La distribuidora proporcionará a la comercializadora (CoR o libre) toda la información de lectura necesaria para realizar la facturación y la compensación. A la hora de realizar la facturación la comercializadora calculará el valor de la energía comprada a la red (valorada a precio PVPC o a precio de mercado libre según el contrato de suministro que tenga el consumidor), y le restará el valor de la energía vertida a la red como excedente (a precio de mercado menos los desvíos o al precio acordado con la comercializadora también según sea el contrato de suministro del consumidor)”*.

<sup>498</sup> A este respecto, conviene recordar que Red Eléctrica de España (REE) ha publicado en su página web lo siguiente: *“Red Eléctrica de España, como operador del sistema eléctrico nacional, ha iniciado en la web del operador del sistema eSios la publicación diaria del precio por megavatio-hora (MWh) con el que se compensará a los autoconsumidores que viertan a la red la energía excedentaria. Para ello, el usuario ha de tener un contrato de tarifa regulada o Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) con una comercializadora de referencia y estar acogido al mecanismo de compensación simplificada definida en el Real Decreto 244/2019 del 5 de abril por el cual se recompensa con una reducción de su factura de electricidad al autoconsumidor que integre su energía generada y no consumida en la red. (...) Este precio, con el que se compensará a los autoconsumidores, es el resultado de restar al precio medio horario (basado en el resultado del mercado diario e intradiario para cada hora del día) el coste de los desvíos. Para el*



En esta línea, guarda importancia traer a colación que el apartado referido establece *in fine* que:

- a) En ningún caso, el valor económico de la energía horaria excedentaria podrá ser superior al valor económico de la energía horaria consumida de la red en el periodo de facturación, el cual no podrá ser superior a un mes.
- b) En el caso de que los consumidores y productores asociados opten por acogerse al mecanismo de compensación de excedentes, el productor no podrá participar de otro mecanismo de venta de energía.

Estas medidas limitativas consideramos que son imprescindibles para preservar el objetivo que persigue el mecanismo de compensación: el entendimiento del autoconsumo de energía eléctrica como un *ahorro*, no como un *negocio*. En caso contrario, si lo que en verdad se pretendiera fuera la obtención de lucro mediante la generación de electricidad, el régimen jurídico aplicable debiera ser el correspondiente al resto de productores.

Sin embargo, el establecimiento de tales límites ha generado cierta controversia. Desde el sector fotovoltaico se reclama que el saldo en términos económicos sea, en lugar de un mes, un año; pues consideran que lo razonable sería abarcar un ciclo solar completo. No obstante, en el Ministerio para la Transición Ecológica argumentan que, con el fin de simplificar en la medida de lo posible el mecanismo de compensación, decidieron que el saldo coincidiera con el periodo de facturación de las empresas comercializadoras, que es mensual. Es por este motivo que ambos periodos, el de facturación y el de compensación, comprenden el mes y no el año. Añaden desde el Ministerio que el establecimiento de un periodo de compensación anual, así como la aprobación de un escenario en el que el valor económico de la energía excedentaria pudiera ser mayor que el de la energía consumida

---

*cálculo de este valor no se tienen en cuenta los peajes de acceso. De esta manera, los autoconsumidores que viertan el excedente de generación renovable en la red, obtendrán una reducción sobre su factura de electricidad”.*

Titular de la noticia: “Red Eléctrica publica el precio con el que se compensará a los autoconsumidores por verter su excedente de energía a la red”, (14 de mayo de 2019), página web de *Red Eléctrica de España*, sección: *notas de prensa*.

Recuperado de:

<https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/2019/05/red-electrica-publica-el-precio-con-el-que-se-compensara-a-los-autoconsumidores-por-verter-su-excedente-de-energia-a-la-red>

de la red, habría sumado una complejidad técnica y fiscal<sup>499</sup> que no resultaría oportuna si se tiene presente que la finalidad del mecanismo es, precisamente, la de simplificar los trámites administrativos relativos a aquellas pequeñas instalaciones de autoconsumo que generen energía eléctrica a partir de fuentes renovables por su contribución a la eficiencia económica y medioambiental<sup>500</sup>.

## **B) La compensación de excedentes en el autoconsumo colectivo**

Es adecuado comenzar señalando que el mecanismo de compensación simplificada podrá aplicarse, siempre de forma voluntaria, en los siguientes casos:

- a) Autoconsumo individual con excedentes.
- b) Autoconsumo colectivo con excedentes.
- c) Autoconsumo colectivo sin excedentes.

Cuando el autoconsumo se realiza de forma colectiva, el Real Decreto 244/2019 establece una serie de excepciones en relación con el régimen general que acabamos de exponer; singularidades que, siendo cuantitativamente escasas, cualitativamente guardan relevancia.

En primer lugar, en cuanto a la celebración de un contrato de compensación de excedentes entre el productor y los consumidores asociados, debe saberse que se continúa considerando obligatoria -aunque el autoconsumo se realice colectivamente- siempre que se encuadre en la modalidad *con excedentes*. En los supuestos de autoconsumo colectivo *sin excedentes*, la compensación simplificada podrá aplicarse al haber un intercambio de excedentes entre los distintos consumidores asociados; sin embargo, al no existir a efectos jurídicos un sujeto productor, la suscripción del contrato deviene imposible. De modo que, cuando se aplique el mecanismo de compensación de excedentes a un supuesto de autoconsumo colectivo acogido a la modalidad *sin excedentes*, el artículo 14.2 del Real

---

<sup>499</sup> Téngase presente que, si se permitiera la existencia de saldos negativos, se producirían flujos económicos; con las repercusiones tributarias que ello conllevaría.

<sup>500</sup> Consideraciones ofrecidas por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica en la Jornada “Nuevo Real Decreto de Autoconsumo” organizada por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) y celebrada, el 22 de mayo de 2019, en Madrid.

Decreto 244/2019 aclara que bastará con un *acuerdo* entre todos los sujetos consumidores utilizando los criterios de reparto que hayan sido comunicados a la empresa distribuidora.

Y, en segundo lugar, hemos de referirnos al cálculo de los criterios de reparto en las modalidades de autoconsumo colectivo. El Real Decreto 244/2019 contempla el establecimiento de unos *coeficientes de reparto* cuando sean varios los consumidores asociados a la instalación de generación eléctrica. A este respecto, recoge en su Anexo I lo siguiente:

*“Para cada consumidor participante del autoconsumo colectivo, el coeficiente de reparto de la energía generada tomará el valor que figure en un acuerdo firmado por todos los consumidores participantes del autoconsumo colectivo y notificado a la empresa distribuidora como encargada de lectura de los consumos. El valor de estos coeficientes podrá determinarse en función de la potencia a facturar de cada uno de los consumidores asociados participantes, de la aportación económica de cada uno de los consumidores para la instalación de generación, o de cualquier otro criterio siempre que exista acuerdo firmado por todos los participantes y siempre que la suma de los coeficientes de todos los consumidores que participan en el autoconsumo colectivo sea la unidad. En cualquier caso, el valor de dichos coeficientes deberá ser constante. El coeficiente tomará el valor de 1 en los casos en que solo exista un consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red. (...) En todo caso, estos coeficientes deberán tener valores fijos para todas las horas de un periodo de facturación. En ausencia de notificación de acuerdo de coeficientes de reparto al encargado de lectura de los consumos, estos coeficientes se calcularán de acuerdo a la siguiente formulación: la potencia máxima contratada al consumidor asociado que corresponda dividida entre la suma de las potencias máximas contratadas por todos los consumidores que participan del autoconsumo colectivo”.*

Una vez expuesto el correspondiente fragmento del texto reglamentario, debemos señalar como punto más controvertido el establecimiento obligatorio de coeficientes con valor constante. Algunos agentes del sector han manifestado en el trámite de audiencia que el autoconsumo colectivo basado en un reparto *estático* presenta como perjuicio más significativo la minimización de la energía autoconsumida y la maximización de los excedentes. Por esta razón, entienden que un autoconsumo colectivo eficiente requiere de coeficientes de reparto *dinámicos*.

Sobre este particular se ha pronunciado el Ministerio para la Transición Ecológica argumentando que, efectivamente, los coeficientes de reparto dinámicos pueden ofrecer interesantes ventajas; pese a ello, decidieron no incorporarlos al vigente marco regulador por la complejidad que podía suponer en materia de facturación, siendo su pretensión la de permitir el reparto dinámico cuando se desarrolle una metodología adecuada<sup>501</sup>.

De cualquier modo, guarda interés subrayar que la disposición final quinta del Real Decreto 244/2019 reconoce, en esta línea, que *“mediante orden de la ministra para la Transición Ecológica previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se modificará el Anexo I para desarrollar los mecanismos y requisitos que resulten necesarios para permitir la implementación de coeficientes de reparto dinámicos para el autoconsumo colectivo o asociado a una instalación a través de la red”*.

---

<sup>501</sup> “El Gobierno tiene previsto revisar la normativa del autoconsumo tan pronto como se levante el estado de alerta por el coronavirus: quiere que los partícipes de las instalaciones colectivas puedan repartirse la producción de su instalación durante las 8.760 horas del año, según les convenga en cada una de ellas. Ahora dicho reparto sólo puede hacerse de un modo fijo. El Gobierno lleva trabajando en una Orden ministerial sobre el autoconsumo dinámico más de un año, pero no acaba de lanzar un borrador porque está encontrando escollos importantes, como el mecanismo de coordinación entre todos los agentes implicados: los autoconsumidores, sus comercializadoras y la distribuidora de la zona. Por eso va a plantear un mecanismo que aumenta el aprovechamiento de la autogeneración -y el ahorro- de los autoconsumos colectivos, como puente hacia el anhelado dinamismo.”

Titular de la noticia: “El autoconsumo colectivo se podrá repartir hora a hora entre partícipes”, (30 de marzo de 2020), en *elEconomista.es*.

Recuperado de:

<https://www.eleconomista.es/empresas-finanzas/noticias/10446951/03/20/El-autoconsumo-colectivo-se-podra-repartir-hora-a-hora-entre-participes.html>



## **CAPÍTULO VIII. RÉGIMEN TARIFARIO DEL AUTOCONSUMO**

Resulta significativo que el dictamen emitido por el Consejo de Estado, de 17 de septiembre de 2015, sobre el *Proyecto de Real Decreto por el que se establecía la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo*, se refiera al régimen tarifario del autoconsumo en los siguientes términos: “la contribución de los consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo al sostenimiento del sistema eléctrico constituye uno de los principales debates presentes en esta regulación”.

Se trata de un hecho que confirma la extraordinaria relevancia de la cuestión. Sin embargo, los peajes y cargos que puedan emplearse en materia de autoconsumo no operan en el vacío, sino que deben ser coherentes con el diseño tarifario del sistema eléctrico en su conjunto; pues la regulación de todo sistema debe perseguir antes la imperfección en la unidad que la perfección en la desunión.

Por esta razón, comenzamos el presente capítulo planteando la racionalización, posible y necesaria, del diseño tarifario que afecta globalmente al sistema eléctrico para, de inmediato, referirnos a los concretos aspectos tarifarios que alcanzan al autoconsumo; y, muy especialmente, al conocido popularmente como “impuesto al sol” por la polémica que generó durante su vigencia.

### **1. Diseño tarifario del sistema eléctrico: una propuesta de racionalización**

#### **A) Conceptualización del cargo como nueva figura del sector eléctrico: distinción entre peajes y cargos**

La conceptualización del *cargo* en el sector eléctrico, siquiera sea con brevedad, entendemos que resulta necesaria debido a su carácter novedoso y a la trascendencia que guarda en la construcción jurídica del *cargo por otros servicios del sistema* (más conocido como “impuesto al sol”).

En primer lugar, debemos señalar que la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, no contemplaba el *cargo* en su esquema tarifario. No sería, pues, hasta la aprobación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, cuando se

incorporase el concepto de *cargo* como nueva figura del sistema. No obstante, sí puede observarse en la Ley 54/1997 cómo los términos *tarifa* y *peaje* eran pronunciados, con frecuencia, de manera indistinta<sup>502</sup>.

En atención a lo anterior, apreciamos que el sector eléctrico arrastra una cierta confusión terminológica fruto de un problema estructural: las políticas energéticas han sido financiadas tradicionalmente, no por los contribuyentes, sino por los consumidores. Se trata, a nuestro juicio, de una cuestión esencial sobre la cual profundizaremos en las páginas que siguen. Nos interesa antes destacar cómo un tema no resuelto por el Derecho Público ha desembocado en una distorsión de naturaleza lingüística.

En segundo lugar, nos gustaría poner de relieve la siguiente idea: en el suministro de cualquier producto es fundamental que el consumidor conozca, además de *cuánto* está pagando, en concepto de *qué*. Por este motivo, la distinción entre peajes y cargos resulta necesaria para dar algo de luz sobre el complejo régimen económico-administrativo del sector eléctrico.

En el Preámbulo de la Ley 24/2013 se explica que *“los cargos se introducen como novedad en la presente Ley, y estarán destinados a cubrir los costes de las actividades del sistema que correspondan, teniendo en cuenta las cuantías que también proceden de las partidas presupuestarias o de otros mecanismos”*, para precisar de seguido que *“así, entre otros, los cargos cubrirán el régimen retributivo específico de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, retribución del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional, retribución asociada a la aplicación de mecanismos de capacidad y anualidades correspondientes a los déficit del sistema eléctrico, con sus correspondientes intereses y ajustes”*. Ésta, a nuestro juicio, es la más completa definición legal del *cargo* como nueva figura del sistema eléctrico.

---

<sup>502</sup> V. gr. el artículo 15 de la Ley 54/1997, inicio del Título III dedicado al régimen económico, recoge en su apartado segundo el siguiente mandato: *“Para la determinación de las tarifas o peajes y precios que deberán satisfacer los consumidores se establecerá reglamentariamente la retribución de las actividades con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica de dichas actividades y la calidad del suministro eléctrico”*.

En tercer lugar, para que la distinción conceptual entre *cargos* y *peajes* resulte comprensible, debemos definir ahora los peajes. De este particular se ocupa, nuevamente, el citado Preámbulo al argumentar que “*los peajes de acceso se destinan a cubrir el coste de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, en línea con lo dispuesto en la Directiva 2009/72/CE, sobre mercado interior de electricidad*”. Definición escueta, pero significativa: se encarga de vincular los peajes con la retribución de las redes eléctricas.

En este punto es de utilidad acudir al Diccionario del Español Jurídico, publicado conjuntamente por la Real Academia Española y el Consejo General del Poder Judicial y dirigido por Santiago MUÑOZ MACHADO, según el cual se define a la *tarifa* como el “*precio exigible por el prestador de un servicio público a los usuarios del mismo*” y *peaje* como el “*precio que se paga por utilizar una infraestructura viaria*”<sup>503</sup>.

En consecuencia, aunque la Ley 54/1997 emplease indiferentemente los términos *tarifa* y *peaje*, puede concluirse que *stricto sensu* debería utilizarse el término *tarifa* para referirse al precio regulado que pagan los consumidores de electricidad acogidos a alguna de las comercializadoras de último recurso y *peaje* cuando se alude a la retribución de las redes de transporte y distribución; si bien es cierto que *lato sensu* el término *tarifa*, cuyo carácter es genérico, también engloba al *peaje* por guardar éste carácter específico. Así pues, consideramos adecuado emplear la expresión *régimen tarifario* para referirse a la ordenación jurídica de la tarifa *stricto sensu*, así como a los *peajes* y *cargos*. Se hallaría una relación de identidad análoga a la existente entre el *tributo* como género y las figuras específicas que de él dimanar, a saber: *tasas*, *contribuciones especiales* e *impuestos*.

En cuarto lugar, hemos de advertir que se habla con frecuencia de *peajes* y *cargos* como dos elementos integrantes una misma unidad; y no sin razón, dado que, pese a la obligación *ex lege* de que las empresas comercializadoras desglosen en la facturación la cuantía correspondiente a los *peajes* y los *cargos*<sup>504</sup>, la realidad es que el detalle de la factura eléctrica recibida por los consumidores omite referencia alguna a los *cargos*. De tal modo que ambos conceptos logran confundirse hasta el punto de que, para cualquier

---

<sup>503</sup> MUÑOZ MACHADO, S. (director), *Diccionario del Español Jurídico*, Real Academia Española y el Consejo General del Poder Judicial (Ed. Espasa), Barcelona, 2016, pp. 1187 y 1565.

<sup>504</sup> Cfr. artículo 16.7 de la Ley 24/2013.



persona que no sea especialista en regulación energética, resultan indistinguibles a nivel conceptual.

La distinción resulta compleja porque a la dificultad técnico-jurídica debe añadirse la problemática político-administrativa: es decir, nos hallamos ante un *fallo del Gobierno* que distorsiona gravemente la asignación de costes en el sistema eléctrico.

El Preámbulo de la Ley 24/2013 trata de sentar las bases conceptuales aclarando que *“la diferenciación de peajes y cargos responde a la terminología utilizada en las directivas europeas y a la conveniencia de diferenciar los pagos por contribución a la cobertura de los costes de las redes de transporte y distribución, peajes, de aquellos otros pagos relacionados con aspectos regulados del sistema, cargos”*. Sin embargo, la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019, comienza recordando que *“la disposición transitoria decimocuarta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, sobre aplicación de cargos, determina que hasta el desarrollo de la metodología de cálculo de los cargos de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 16 de la citada ley, las cantidades que deberán satisfacer los consumidores para cubrir los costes del sistema serán fijadas por la actual Ministra para la Transición Ecológica, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos”*. Por consiguiente, observamos que, pese a la creación del cargo como figura conmutativa del sistema en la Ley 24/2013, siete años después los diferentes Gobiernos han sido incapaces de aprobar una metodología de cálculo; motivo por el cual era imposible que apareciera en el correspondiente desglose de la factura eléctrica.

En este sentido, guarda especial trascendencia un documento elaborado por la Secretaría de Estado de Energía, dependiente del Ministerio para la Transición Ecológica, que data de mayo de 2019 y lleva por título *“Consulta pública previa a la elaboración del real decreto por el que se establece las metodologías de cálculo de los cargos del sistema eléctrico”*. El Ministerio reconoce en el documento que la problemática se explica por la siguiente razón:

*“Los peajes de acceso actualmente en vigor de acuerdo con la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019 sirven para sufragar tanto los costes de las redes de transporte y distribución*

*como determinados costes del sistema entre los que destacan como principales partidas el pago de la deuda del déficit y pago del régimen retributivo específico de las plantas de energías renovables, cogeneración y residuos<sup>505</sup>. Sin embargo, los peajes de acceso vigentes no explicitan qué parte de los mismos se corresponden con el ‘peaje de la red’ y qué parte con los ‘cargos’. Es decir, el desglose entre peajes y cargos sólo existe a la hora de liquidar los pagos de dichos costes en el sistema, pero no desde el punto de vista de los ingresos”.*

Cabe señalar, a este respecto, que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha hecho público el texto correspondiente al Proyecto de Real Decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico, cuya fase actual (en julio de 2020) es la de audiencia e información pública.

En quinto y último lugar, el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) a las exigencias derivadas del Derecho de la Unión Europea, modificó la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC; modificaciones entre las cuales se encuentran las competencias para el desarrollo y aprobación de las metodologías de *peajes* y de *cargos*.

En vista de lo anterior, y de acuerdo con las citadas modificaciones, el documento del Ministerio sienta las bases jurídico-administrativas del *cargo*, a saber:

- a) “Corresponderá a la Administración General del Estado regular la estructura de los cargos por costes regulados y de los cargos necesarios para cubrir otros costes del sistema eléctrico.*
- b) El Ministerio para la Transición Ecológica, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones*

---

<sup>505</sup> Sobre esta concreta cuestión, explica el Ministerio para la Transición Ecológica lo siguiente: “De acuerdo con el contenido de la memoria de la mencionada Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, para este ejercicio la estimación total de costes regulados del sistema eléctrico se prevé que ascienda a unos 17.800 M€. De esta cuantía, los costes que suponen la retribución de las redes ascienden a 7.250 M€ y el resto de costes se sitúan en el entorno de los 10.600 M€. De estas cuantías, la relativa a costes de las redes deberá ser cubiertas en su totalidad por los peajes de acceso a la red y la relativa al resto de costes deberán ser cubiertas por los ingresos procedentes de cargos y por otros ingresos procedentes de los Presupuestos Generales del Estado al amparo de lo previsto en la Disposición adicional quinta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013”.

*necesarias para el establecimiento de los cargos necesarios que se establecerán de acuerdo con la metodología prevista para cubrir los costes de las actividades del sistema que correspondan.*

- c) El Gobierno, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establecerá la metodología de cálculo de los cargos que deberán satisfacer los consumidores y, en su caso, los productores de energía eléctrica, y que cubrirán los costes del sistema que se determinen, sin perjuicio de lo dispuesto para los peajes de transporte y distribución.*
- d) Los cargos serán únicos en todo el territorio nacional y no incluirán ningún tipo de impuestos.”*

El documento ministerial concluye que, en virtud de la normativa vigente, de un lado “*la CNMC deberá desarrollar una metodología de peajes que se destinarán a cubrir la totalidad de las retribuciones de las actividades de transporte y distribución*” y, de otro lado, “*el Gobierno, mediante real decreto, deberá desarrollar una metodología de cargos que deberán satisfacer los consumidores y, en su caso, los productores de energía eléctrica, y que cubrirán los costes del sistema que se determinen*”.

Es importante recordar que, de acuerdo con la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, el Gobierno, a propuesta del titular del Ministerio para la Transición Ecológica (previo informe de la CNMC y Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos), debería haber aprobado mediante real decreto la metodología de cálculo de los cargos que cubrirán los costes del sistema eléctrico y del sistema gasista antes del 1 de enero de 2020.

Asimismo, el Ministerio expone que “*la metodología de cálculo de cargos deberá establecer cuáles son las variables utilizadas para repartir dichos costes, de tal manera que el reparto no resulte discriminatorio y responda a las políticas energéticas impulsadas por el Gobierno, es decir, que impulsen la eficiencia, la electrificación de la economía y la transición energética justa*”. Para ello, dispone que el real decreto abordara las siguientes cuestiones:

- a) *“Los sujetos que deben financiar los costes asociados a los cargos.*
- b) *Las variables utilizadas para el reparto de los costes que no respondan a retribución de las redes de transporte y distribución. Entre las que pueden plantearse, a priori, la potencia y energía demandada, la potencia instalada y energía generada, el número de consumidores y productores, la vivienda habitual o segunda residencia, características socioeconómicas de los consumidores u otras variables que se consideren apropiadas para el reparto de los costes a financiar con los cargos.*
- c) *La metodología de reparto de los cargos según su destino para las distintas variables que se empleen en el reparto de dichos cargos.*
- d) *El tratamiento de los desajustes que se produzcan entre las cantidades realmente facturadas y las previstas.*
- e) *En el caso de los consumidores, analogías con la estructura de peajes de acceso a redes de transporte y distribución que establezca la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*
- f) *El procedimiento y las obligaciones de los sujetos intervinientes para la correcta liquidación de los cargos por parte del organismo encargado de las liquidaciones.*
- g) *La forma en que la información relativa a los cargos aparecerá en las facturas emitidas por las comercializadoras, a los efectos de garantizar que la información que se suministra a los consumidores aparece de manera sencilla y comprensible<sup>506</sup>.”*

Finalmente, tiene interés traer a colación la reflexión que comparte el Ministerio en relación con el calendario de producción normativa: *“Además de por el referido mandato legal, ya suficiente en sí mismo, resulta oportuno tramitar y aprobar la metodología de cargos de manera simultánea y coordinada con la de la metodología de*

---

<sup>506</sup> Celebramos que el apartado g) se encargue de resolver una de las problemáticas puestas de manifiesto en el presente apartado; en concreto, la que hemos señalado en cuarto lugar.

*peajes de acceso a la red de transporte y distribución, cuya tramitación la CNMC tiene previsto iniciar con fecha 30 de junio de 2019 y aprobar el 1 de noviembre de 2019, de acuerdo con su plan normativo comunicado al Ministerio para la Transición Ecológica con fecha 14 de febrero de 2019*". Un espíritu de coordinación interadministrativa que guarda coherencia con los principios de buena regulación; hecho que, por tratarse de una práctica poco habitual, resulta digna de aplauso.

**B) Alcance de la nueva metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución elaborada por la CNMC sobre el autoconsumo de electricidad: un debate en torno a los términos de potencia y energía**

**a) Aproximación teórica a los peajes de acceso: metodología y principios tarifarios**

A modo de recordatorio, nótese que la entrada en vigor de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, modificó el régimen tarifario establecido por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, diferenciando en su artículo 16 entre: a) los *peajes de acceso*, destinados a cubrir la retribución de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica; b) y los *cargos* -siendo ésta la figura novedosa- destinados a cubrir el resto de los costes regulados.

Peajes y cargos, no obstante, se han integrado hasta ahora en una misma figura tarifaria que ha sido calculada y aprobada anualmente por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico; distinguiéndose ambos, únicamente, en la fase de liquidación. Actualmente, sin embargo, el marco regulatorio se ha visto alterado de manera significativa en virtud de lo dispuesto por el Real Decreto-ley 1/2019, según el cual: a) la CNMC desarrollará y aprobará la metodología de cálculo de los peajes de acceso a la red; b) y, separadamente, le corresponderá al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico hacer lo propio respecto de los cargos<sup>507</sup>.

---

<sup>507</sup> A este respecto, es relevante conocer lo siguiente: "La Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología, introduce mediante su disposición final segunda una modificación en el apartado segundo del artículo 16 a efectos de establecer que el Gobierno es el responsable de definir la estructura y condiciones de aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de los consumidores y generadores, dejando en suspenso la aplicación de la Circular 3/2014. En febrero de 2015 la Comisión Europea envió una carta de emplazamiento a España sobre la incorrecta aplicación de las Directivas 2009/72/EC y 2009/73/EC al ordenamiento español y el 29 de septiembre de 2016 la Comisión Europea

Así las cosas, e iniciándose el 1 de enero de 2020 un nuevo periodo regulatorio, la CNMC ha procedido a definir, mediante circular, una nueva metodología que sirva para calcular anualmente los peajes de acceso a las redes de electricidad. Se trata de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad; una norma que, asimismo, guarda relevancia en materia de autoconsumo dado que, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 2.1.c) de la misma, su ámbito de aplicación incluye, entre otros, a “*los autoconsumidores por la energía consumida de la red y por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas*”.

La metodología por la que se asigna la retribución de las actividades de transporte y distribución a los correspondientes peajes de acceso es compleja, siendo tres las fases que según indica la CNMC deben ser identificadas, a saber<sup>508</sup>:

- a) En primer lugar, de conformidad con el *principio de causalidad*, se asigna la retribución por *nivel de tensión* teniendo en cuenta el uso que de las redes hacen los distintos colectivos<sup>509</sup>.
- b) En segundo lugar, de acuerdo con el *principio de reflejo de costes*, se asigna la retribución de cada nivel de tensión entre un *término de facturación por potencia* (fijo) y un *término por energía consumida* (variable).

---

remitió al Gobierno un dictamen motivado en el que instaba a que cumpliera plenamente las disposiciones del Tercer Paquete energético, dándole un plazo de dos meses para que modificará la normativa española, tras lo cual, la Comisión podría decidir remitir el asunto al Tribunal de Justicia de la UE. En relación con las metodologías para el establecimiento de precios regulados, en el dictamen motivado se cuestiona la correcta trasposición en cuanto a las funciones de la Autoridad Regulatoria Independiente, entendiendo que es ésta la que debe determinar la retribución de las actividades reguladas que se financian con cargo a peajes, la estructura de tarifas y las condiciones de aplicación de las mismas y las reglas de asignación de la retribución a los precios regulados” Vid. Memoria justificativa de la Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su versión de 15 de enero de 2020, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, núm. de expediente CIR/DE/002/19, pp. 6 y 7.

<sup>508</sup> *Ibidem*, p. 33.

<sup>509</sup> En concreto, la retribución de la red transporte se asigna al nivel de tensión tarifario NT4 (tensión igual o superior a 145 kV), mientras que la retribución de la distribución se desglosa entre los distintos niveles de tensión tarifarios (NT0 a NT3).

- c) Por último, a efectos de proporcionar señales de precios a los usuarios sobre el momento para consumir con mayor eficiencia, se asigna la retribución de cada nivel de tensión y término de facturación por *periodos horarios*.

En suma, debe saberse que existen tantos *tipos de peaje de acceso* como *niveles de tensión* se establezcan. Una vez sentado lo anterior, conviene aclarar que cada tipo de peaje estará compuesto por *dos términos de facturación*: uno de carácter *fijo*, que depende de la potencia contratada por el consumidor, y otro de carácter *variable*, que depende del consumo eléctrico que se haya realizado. Finalmente, con el fin de que los consumidores tomen conciencia de que el coste de generar electricidad varía en función de la demanda existente en el momento de consumirla, el precio de los términos de potencia y energía es distinto según el periodo horario en el que la electricidad haya sido consumida; esto es lo que se conoce como *tarifas con discriminación horaria* (diferenciándose, según sea el nivel de demanda, entre periodos horarios punta y valle).

En esta línea, la principal novedad de la Circular 3/2020 radica en la extensión de los seis periodos horarios a todos los niveles de tensión; es decir, a todos los tipos de peaje. En concreto, el artículo 7.2 de la Circular expone que “*la discriminación horaria de seis periodos será de aplicación a los términos de potencia y energía de todos los peajes, con la excepción del término de potencia del peaje 2.0 TD*”, aclarando a continuación que “*la discriminación horaria de seis periodos diferencia las horas del año en seis periodos horarios (de P1 a P6) en función de la temporada, el día de la semana y la hora del día*”.

Una complejidad que aumenta al añadirse en el artículo 7.2.a) que, a efectos de la aplicación en los peajes de transporte y distribución, se considerará el año dividido en cuatro temporadas, a saber: alta, media alta, media y baja.

Esta metodología, como señala el artículo 4 de la Circular 3/2020, se basa en los siguientes *principios tarifarios*:

- a) *Suficiencia*. Los peajes de transporte y distribución deben garantizar la recuperación de la retribución reconocida a dichas actividades, de acuerdo con las previsiones realizadas.

- b) *Eficiencia*. Los peajes de transporte y distribución deben asignar la retribución de las redes a cada grupo tarifario cumpliendo con el principio de causalidad, evitando subsidios cruzados entre grupos tarifarios e incentivando la eficiencia en el uso de las redes de electricidad.
- c) *Aditividad*. Los peajes de transporte y distribución deben incluir de forma aditiva la retribución del transporte y la distribución en función del grupo tarifario al que correspondan.
- d) *Transparencia y objetividad*. Los criterios de asignación de la retribución del transporte y la distribución, la información de entrada y los parámetros aplicados en la metodología, deben ser públicos y estar definidos explícitamente en la correspondiente circular.
- e) *No discriminación*. Los peajes de transporte y distribución no deben hacer discriminación alguna entre los usuarios de la red que, perteneciendo al mismo grupo tarifario, presenten iguales características.
- f) Los peajes de transporte y distribución deben ser únicos en todo el territorio nacional.

**b) Efectos de la relación entre los términos de potencia contratada (fijo) y energía activa consumida (variable) en el ámbito del autoconsumo: una cuestión controvertida**

Una de las cuestiones que mayor controversia está suscitando en relación con la regulación del autoconsumo eléctrico es, precisamente, la determinación de los términos de potencia y energía de los peajes de acceso.

A decir de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), entre los años 2012 y 2014 el Gobierno decidió incrementar significativamente el término de facturación por potencia

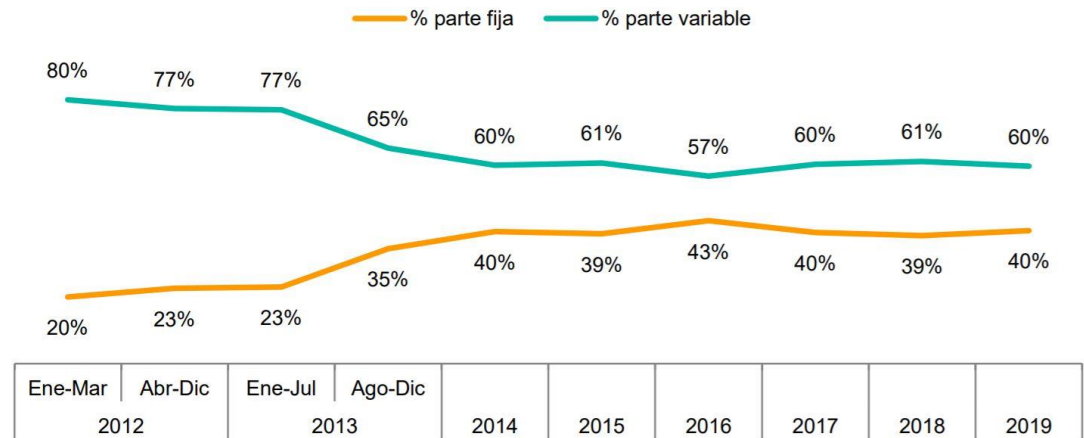


contratada, de carácter *fijo*, reduciendo en consecuencia el término por energía activa consumida, de carácter *variable*. Sobre este hecho, UNEF considera lo siguiente<sup>510</sup>:

*“En agosto de 2013 el término de potencia de la tarifa doméstica subió un 37 % desde los 23,18 €/kW·año a los 31,65 €/kW·año de las órdenes ministeriales IET 221/2013 e IET/1491/2013 respectivamente. Estas subidas obedecían a la necesidad de mitigar los efectos del déficit de tarifa, pretendiendo aumentar la facturación al asociarla a la potencia contratada frente al consumo de energía, que se estaba reduciendo a consecuencia de la crisis económica. El informe sobre la propuesta de orden que introdujo esta subida estimaba un incremento de la recaudación de 885 millones. Sin embargo, al cerrar el ejercicio (liquidación final complementaria), aun habiéndose superado la demanda de energía que se estimaba, el incremento de facturación por peajes se quedó en 148 millones, es decir, fue 737 millones de euros inferior a las previsiones del Ministerio.”*

No obstante, como se muestra en el siguiente gráfico, la proporción 40/60 entre los términos de potencia y energía, que se fijó administrativamente en el 2014, continúa inalterada a fecha de hoy.

**FIGURA 3.5**  
**Evolución de la relación entre los términos de facturación por potencia y energía**



Fuente: Unión Española Fotovoltaica (UNEF)

<sup>510</sup> Informe elaborado por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), titulado “El papel de la tarifa eléctrica en la transición energética” (2019), p. 4.

Desde UNEF entienden que la descarbonización de la economía vendrá dada, en especial, por: el incremento de la eficiencia energética, el desarrollo del autoconsumo y el despliegue del vehículo eléctrico. Son *drivers* que no responden a la directa acción de la Administración, sin perjuicio de que puedan ser en mayor o menor medida estimulados, descansando su ejercicio en la particular iniciativa de los consumidores. Por esta razón, en UNEF consideran esencial que las señales de precios puedan ser percibidas por los consumidores, reflexión que compartimos y venimos reiterando a lo largo del presente trabajo doctoral.

Asimismo, destaca la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la CNMC, dado que, de acuerdo con su artículo 4.1, el Ministerio para la Transición Ecológica sienta que *“la estructura y metodología para establecer los peajes debería incentivar el proceso de electrificación de la economía española necesario para la transición energética, de manera que se favorezca la descarbonización de la economía, no se penalicen los consumos eléctricos frente a otros combustibles ni se desincentiven transformaciones energéticas que puedan resultar medioambiental o económicamente adecuadas”*.

En relación con lo anterior y haciendo referencia expresa a las orientaciones de política energética publicadas por el Ministerio, en el mencionado informe de UNEF se expone lo siguiente:

*“Con una tarifa con una alta parte fija y reducida parte variable como la actual, se estarían desincentivando los elementos más innovadores que introduce el PNIEC (entre ellos, eficiencia energética, autoconsumo y vehículo eléctrico). Si el consumidor paga un alto precio simplemente por estar conectado, observa que el coste de su suministro no es significativamente sensible a su consumo y pierde el incentivo a reducirlo. Dicho de otra forma, un alto peso del término fijo reduce el ahorro económico que implica el ahorro energético. (...) El aumento en el término de potencia alarga los plazos de amortización de las instalaciones de autoconsumo. Aunque pueda parecer que un aumento de 3 años no es excesivo, en la práctica, este tipo de inversiones se realizan para plazos de amortización de 5-7 años. Cuando se exceden dichos valores, simplemente no se llevan a cabo, por lo que exceder el umbral de 7 años, impediría en general el despliegue de autoconsumo para estos consumidores. (...) Por todo lo anterior, entendemos que como resultado de la revisión tarifaria debería reducirse el término de potencia y aumentar el*

*de energía para que el reparto entre las partes fija y variable de la factura eléctrica se situase alrededor de 25/75 respectivamente para un consumidor medio”*

Hemos de reconocer que no se trata de una consideración que haya manifestado exclusivamente la citada asociación; más bien al contrario, nos hallamos ante un discurso que refleja el pensamiento mayoritario del sector fotovoltaico. Por nuestra parte, pese a reconocer que las palabras traídas a colación se expresan desde la seriedad y el análisis, entendemos que la complejidad inherente al funcionamiento del sector eléctrico muestra una serie de circunstancias adversas que lo invalidan.

Uno de los axiomas de la transición energética es el siguiente: para descarbonizar es necesario electrificar. Siempre, claro está, que se sustituyan en la medida de lo posible las fuentes de generación fósiles por fuentes renovables. Sin embargo, consideramos que el aumento del término variable podría significar un cierto retroceso en el proceso de electrificación. La razón se comprende fácilmente: electrificar implica que, actividades realizadas hasta ahora con suministros energéticos diferentes al eléctrico, se comiencen a desarrollar con electricidad. Hay dos ejemplos muy ilustrativos: las bombas de calor y los vehículos eléctricos. La climatización de los hogares se ha efectuado, tradicionalmente, por medio de calderas que funcionaban con gas natural; necesidad que, por motivo de su alta eficiencia, se tiende a cubrir a partir de ahora con bombas de calor eléctricas. Una situación similar es la que acontece en el ámbito de la movilidad urbana, ya que el sector de la automoción está cambiando gradualmente su oferta de vehículos con motor de combustión interna por vehículos híbridos y eléctricos.

En consecuencia, nos encontramos ante dos actividades que necesitaban para su funcionamiento de gas natural e hidrocarburos líquidos respectivamente y ahora, gracias a las innovaciones tecnológicas señaladas, pueden hacerlo con electricidad. No debemos obviar, sin embargo, que son dos actividades que implican un considerable consumo de energía eléctrica; de modo que un aumento del término variable por energía consumida podría encarecer la sustitución de unos sistemas por otros. Por ello, la eficiencia debe ser medida en función del consumo total de electricidad. El término variable puede elevarse significativamente, aunque los hábitos de consumo sean más responsables y el consumo

energético total se reduzca en comparación con la situación anterior, simplemente porque se ha electrificado tanto la climatización como el vehículo<sup>511</sup>.

Además, conviene reparar en que las personas con menos capacidad económica son normalmente las que disponen de los electrodomésticos menos eficientes y, por consiguiente, las que en proporción más electricidad consumen; motivo por el cual, si se incrementara el término variable de los peajes se estaría perjudicando al segmento de la población con menor renta. Un colectivo, el vulnerable, que suele disponer de una escasa potencia contratada, razón por la que no les beneficiaría especialmente la reducción del término fijo si ésta viniera acompañada de un aumento en el término variable.

La CNMC también se ha pronunciado sobre este asunto afirmando lo siguiente: *“en el contexto actual, en que se prevé un aumento de la penetración de tecnologías de generación distribuida, como son la instalación de placas fotovoltaicas y tecnología de almacenamiento, así como la instalación de contadores inteligentes que permiten la comunicación bidireccional entre el consumidor final y el sistema, se considera más adecuado abogar por un diseño de peajes con un mayor componente de término fijo que de término variable por diversos motivos”*. Se trata de una proposición que justifica con base en cuatro interesantes argumentos, a saber<sup>512</sup>:

- a) En primer lugar, la recuperación mayoritaria de la retribución de las redes a través de un término variable puede inducir a subvenciones cruzadas entre consumidores del mismo tipo con la penetración del autoconsumo y el almacenamiento. En particular, los consumidores pasivos y/o los que disponen de menores recursos para hacer frente a las inversiones necesarias de autoconsumo y/o tecnología de almacenamiento estarían subvencionando a los consumidores activos y/o a los consumidores con mayor capacidad económica de acometer las inversiones, en la medida en que éstos últimos

---

<sup>511</sup> Cuestión distinta es, como señala UNEF, que un término de potencia alto no sea adecuado al perfil de uso de la red en supuestos especiales; sirviendo como ejemplo el de las estaciones de recarga del vehículo eléctrico situadas en carretera (también llamadas electrolíneas). Para este tipo de establecimientos se requiere la contratación de elevadas potencias (en torno a los 50 kW), siendo infratilizadas durante muchas horas del día (pues, según informa la asociación, la media es inferior a cinco recargas diarias). Una posible solución sería el establecimiento de un nuevo tipo de peaje que se ajustase a este tipo de situaciones.

<sup>512</sup> Vid. Memoria justificativa de la Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su versión de 25 de julio de 2019, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, núm. de expediente CIR/DE/002/19, pp. 25 y 26.

verían reducida su factura por peajes de red por la energía autoconsumida, mientras que el coste de la factura del resto de consumidores debería aumentar con objeto de asegurar la suficiencia de ingresos.

- b) En segundo lugar, el término de potencia también proporciona señales de precio a los consumidores. Al respecto cabe señalar que tras los aumentos introducidos en los términos de potencia de los peajes de acceso en 2014 se ha podido constatar una contracción de la potencia contratada por los consumidores.
- c) En tercer lugar, la nueva estructura de peajes aprobada introduce mayor diferenciación del término de potencia por períodos horarios, lo que permite proporcionar señales de precios a los consumidores para incentivar el uso eficiente de las redes, optimizando la utilización de las mismas y evitando inversiones innecesarias en el contexto actual de electrificación de la economía. En particular, se introducen con este objetivo dos términos de potencia diferenciados para el consumidor de menor tamaño (conectados en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW) y seis términos de potencia para el resto de los consumidores.
- d) En cuarto lugar, las redes se diseñan para abastecer la potencia que necesitan los consumidores durante las horas de máxima demanda, independientemente de que el resto de las horas del año la demanda sea nula; lo que justifica que el coste de la red sea de naturaleza mayoritariamente fija y, en coherencia, sea asignado al término fijo de los peajes.

Asimismo, la CNMC indica, desde una perspectiva comparada, que *“en Europa se está evolucionando en el sentido de incrementar el término fijo en los peajes de redes. A efectos ilustrativos, en Países Bajos se ha eliminado el componente variable de los peajes, en Alemania el término fijo se ha incrementado hasta representar el 50 % de los costes de acceso y en Italia se ha eliminado la progresividad para establecer que los costes de red se recuperan en su totalidad a través de un término fijo por potencia contratada”*.

A modo de conclusión, nos gustaría reflejar la reflexión que comparte la CNMC, pues entendemos que su interés en materia de autoconsumo es elevado<sup>513</sup>:

*“Las instalaciones de generación distribuida permiten a los consumidores disminuir la cantidad de energía tomada de la red, mientras que las instalaciones de almacenamiento permiten modular tanto el consumo de energía como la potencia contratada. En consecuencia, existe una alta sensibilidad entre el diseño de la estructura de tarifas y la implementación de instalaciones de generación distribuida y almacenamiento y es por ello que existe un amplio debate sobre el diseño de peajes en un contexto de penetración elevada de energía distribuida.*

*Esta Comisión no dispone de la información necesaria para poder analizar y proponer un cambio de la metodología de tarifas en contextos de elevada penetración de autoconsumo y almacenamiento, que podrían justificar criterios basados en la energía circulada en la red, independientemente del sentido del flujo, exportador o importador. En este contexto, se entiende más adecuado recuperar la retribución mayoritariamente a través de un término fijo<sup>514</sup>.*

*No obstante, se considera necesario disponer de información que permita prever la evolución del autoconsumo y el almacenamiento y analizar su impacto sobre los costes de las redes, la metodología de asignación y el diseño de peajes de redes, a efectos de definir una estructura de tarifas adecuada que no obstaculice la penetración del autoconsumo y las instalaciones de almacenamiento”.*

Dicho lo cual, la CNMC matiza que, en el actual contexto, *“la metodología de la Circular para determinar los peajes de la red no discrimina, ni positivamente ni negativamente, la agregación de consumos, la penetración del autoconsumo, ni la participación en la respuesta de la demanda”<sup>515</sup>.*

Guarda interés, en este sentido, que la Memoria justificativa de la Circular 3/2020 -a efectos de valorar el impacto del diseño de los peajes de redes en la penetración del

---

<sup>513</sup> *Ibidem*, p. 28.

<sup>514</sup> Vid. SCHITTEKATTE, T., MOMBER, I., and MEEUS, L., “Future-proof tariff design: recovering sunk grid costs in a world where consumers are pushing back”, Robert Schuman Centre for Advanced Studies (Florence School of Regulation), 2017 y “Electricity Distribution Network Tariffs CEER Guidelines of Good Practice”, Council of European Energy Regulators (CEER), 2017.

<sup>515</sup> Vid. Memoria justificativa de la Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su versión de 15 de enero de 2020, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, núm. de expediente CIR/DE/002/19, p. 53.

autoconsumo- ha estimado el ahorro que para el ejercicio 2020 obtendría en la facturación por peajes de transporte y distribución el consumidor doméstico medio que se instalara una placa fotovoltaica para abastecer parte de su consumo, en función del porcentaje de la retribución de redes que se asigne al término fijo de potencia y del grado de penetración del autoconsumo mediante la siguiente tabla.

**FIGURA 3.6**

**Impacto del diseño de los peajes en la penetración del autoconsumo**

% de retribución redes de baja tensión que se recupera por el término de potencia	Penetración del autoconsumo				
	1%	3%	5%	10%	15%
100,0%	- 8,2	- 8,2	- 8,2	- 8,2	- 8,1
90,0%	- 10,5	- 10,5	- 10,6	- 10,7	- 10,7
80,0%	- 12,8	- 12,9	- 13,0	- 13,2	- 13,3
75,0%	- 15,1	- 15,2	- 15,4	- 15,6	- 15,9
60,0%	- 17,4	- 17,6	- 17,7	- 18,1	- 18,5
50,0%	- 19,8	- 19,9	- 20,1	- 20,6	- 21,1
40,0%	- 22,1	- 22,3	- 22,5	- 23,1	- 23,7
30,0%	- 24,4	- 24,6	- 24,9	- 25,6	- 26,3
20,0%	- 26,7	- 27,0	- 27,3	- 28,1	- 28,9
10,0%	- 29,0	- 29,3	- 29,7	- 30,6	- 31,5
0,0%	- 31,1	- 31,5	- 31,8	- 32,8	- 33,8

Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)

Según la CNMC “se observa que el ahorro en la facturación de los peajes de transporte y distribución se sitúa entre los 8 €/año, si se considera que el 100 % de la retribución de las redes de baja tensión se recupera a través de término fijo y 31 €/año si únicamente el 1 % de la retribución se recuperara a través del término fijo. Teniendo en cuenta lo anterior y que el coste de inversión de la instalación para atender a un consumidor de estas características estaría entre 1.800 € y 2.000 €, cabría concluir que el diseño de los peajes de transporte y distribución tiene un impacto reducido sobre la decisión de inversión de los consumidores y el plazo de amortización de la misma”<sup>516</sup>.

<sup>516</sup> Vid. Memoria justificativa de la Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su versión de 15 de enero de 2020, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, núm. de expediente CIR/DE/002/19, p. 43.

En relación con los *cargos*, si se tienen presentes los argumentos que acaban de ser expuestos, la posición adoptada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico puede calificarse como ecléctica. El Preámbulo del Proyecto de Real Decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico señala, a este respecto, que *“se considera más adecuado dotar de un mayor peso al componente variable de los cargos, al objeto de favorecer la eficiencia energética, el autoconsumo o el despliegue de la infraestructura de recarga rápida de vehículos eléctricos. No obstante, se ha optado por mantener un cierto peso del término fijo de los cargos para no penalizar la electrificación de los usos finales de energía, como la bomba de calor o la recarga dedicada –lenta y por las noches- del vehículo eléctrico”*. Añade que, *“se ha optado por un reparto de los cargos en los que para los consumidores de baja tensión con menos de 15 kW de potencia contratada el 25 % de los mismos se recuperará a través del término fijo y el 75 % a través del término variable. Para el resto de los consumidores el 40% de los cargos se recuperará a través del término fijo y el 60 % a través del término variable”*. Para concluir afirmando que *“de esta manera el efecto conjunto de los peajes, establecidos de acuerdo con la metodología de la Circular 3/2020, de 15 de enero, y los cargos establecido por el presente real decreto es una moderada reducción, para todos los consumidores, de la parte fija de la factura eléctrica, permitiendo un cierto equilibrio entre todos los distintos objetivos de política energética del Gobierno”*.

**C) Un problema estructural: los costes de naturaleza política deben ser financiados mediante mecanismos presupuestarios**

**a) Financiación de las políticas energéticas con alcance sobre el sistema eléctrico: el ser y el deber ser**

Retomando ahora la problemática apuntada en el apartado dedicado a la conceptualización del cargo, insistimos en que el sector eléctrico arrastra una cierta confusión terminológica que trae causa de un fallo estructural: la financiación de las políticas energéticas por los consumidores de electricidad.

Lo que, en principio, guarda una apariencia racional (que las políticas energéticas que afectan al suministro eléctrico sean financiadas por los consumidores de electricidad),



representa en lógica jurídico-administrativa una verdadera anomalía. La pregunta que inmediatamente suscita esta afirmación es la siguiente: entonces, si los consumidores de electricidad no deben financiar las políticas energéticas vinculadas al funcionamiento del sistema eléctrico, ¿quiénes deben hacerlo? La respuesta es sencilla: el conjunto de los contribuyentes<sup>517</sup>.

La electricidad es un producto y, en consecuencia, el consumidor debe pagar todos los costes relacionados directamente con el suministro del mismo; pero no los vinculados a las políticas que afecten indirectamente al sector industrial dedicado a su producción.

A este respecto, resulta ilustrativo que comparemos la *electricidad* con el *pan*. Ambos son productos esenciales para la vida de las personas, lo que se denomina por los economistas como *bienes de primera necesidad*. Cuando un ciudadano compra una barra de pan, lo que paga es el coste total del suministro; de un lado, lo correspondiente a los gastos realizados para su fabricación y, de otro lado, los gastos relativos a la distribución o venta al público. Lo que no asume directamente el consumidor de pan cuando compra la barra es la financiación de las políticas agrícolas que afectan al trigo. En concreto, la Política Agraria Común (PAC) se financia mediante mecanismos presupuestarios, como así lo explican los considerandos 3 y 6 del Reglamento (UE) 1306/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre, sobre la financiación, gestión y seguimiento de la PAC:

*“La PAC consiste en varias medidas, algunas relativas al desarrollo rural. Es importante financiar esas medidas para contribuir a alcanzar los objetivos previstos. Dado que estas medidas tienen algunos elementos en común, pero también difieren en varios aspectos, conviene regular su financiación en el mismo conjunto de disposiciones. En virtud del Reglamento (CE) 1290/2005 se crearon dos fondos agrarios europeos, a saber: el Fondo Europeo Agrícola de Garantía (FEAGA) y el Fondo Europeo Agrícola de Desarrollo Rural (FEADER). El presupuesto de la Unión debe financiar los gastos de la PAC,*

---

<sup>517</sup> En virtud de lo dispuesto por el artículo 36.2 de la Ley 58/2003, de 17 de diciembre, General Tributaria, el contribuyente es “*el sujeto pasivo que realiza el hecho imponible*”, siendo el hecho imponible, de conformidad con el artículo 20.1 de la misma Ley, “*el presupuesto fijado por la ley para configurar cada tributo y cuya realización origina el nacimiento de la obligación tributaria principal*”. Con ello pretendemos dar a entender que la financiación debería ser de naturaleza tributaria, no tarifaria.

*incluidos los de desarrollo rural, a través de ambos Fondos, ya sea directamente o en el contexto de la gestión compartida con los Estados miembros.”*

En esta línea, tiene relevancia señalar que las ayudas directas a la agricultura en España son financiadas con cargo tanto a los presupuestos del FEAGA y del FEADER, como a los Presupuestos Generales del Estado (PGE); no por los consumidores<sup>518</sup>.

En el sector eléctrico, paradójicamente, el consumidor no paga únicamente por lo que cuesta producir la electricidad y transmitirla hasta su vivienda; también asume en la factura que recibe mensualmente la financiación de las decisiones políticas adoptadas en materia de energía por los sucesivos Gobiernos. Decisiones que con frecuencia han sido fruto, para mayor gravedad, de una ausencia total de planificación; lo que ha propiciado desaciertos regulatorios que, a fecha de hoy, continuamos pagando y lamentando.

Se trata de una anomalía que en el sector eléctrico se lleva tiempo criticando con dureza por multitud de los agentes implicados en su cadena de valor. Asimismo, desde la doctrina, hay voces que comienzan a manifestar su perplejidad por escrito. En concreto, Juan DE LA CRUZ FERRER ha calificado recientemente la cuestión como *“un hecho verdaderamente sorprendente”*, explicando a continuación que *“la introducción de competencia y el diseño de mercados ha obligado a las empresas a actuar de manera eficiente, pero han sido las intervenciones de los Gobiernos las causantes de que los precios pagados por los consumidores se vean notablemente incrementados por cargos regulatorios. (...) Cuando recibimos la factura de la luz, podemos comprobar que más de la mitad de su importe no corresponde a los costes en que incurre la industria para suministrárnosla, sino a costes impuestos por el Gobierno”*<sup>519</sup>.

---

<sup>518</sup> Cfr. el artículo 104.2 del Real Decreto 1075/2014, de 19 de diciembre, sobre la aplicación a partir de 2015 de los pagos directos a la agricultura y a la ganadería y otros regímenes de ayuda, así como sobre la gestión y control de los pagos directos y de los pagos al desarrollo rural.

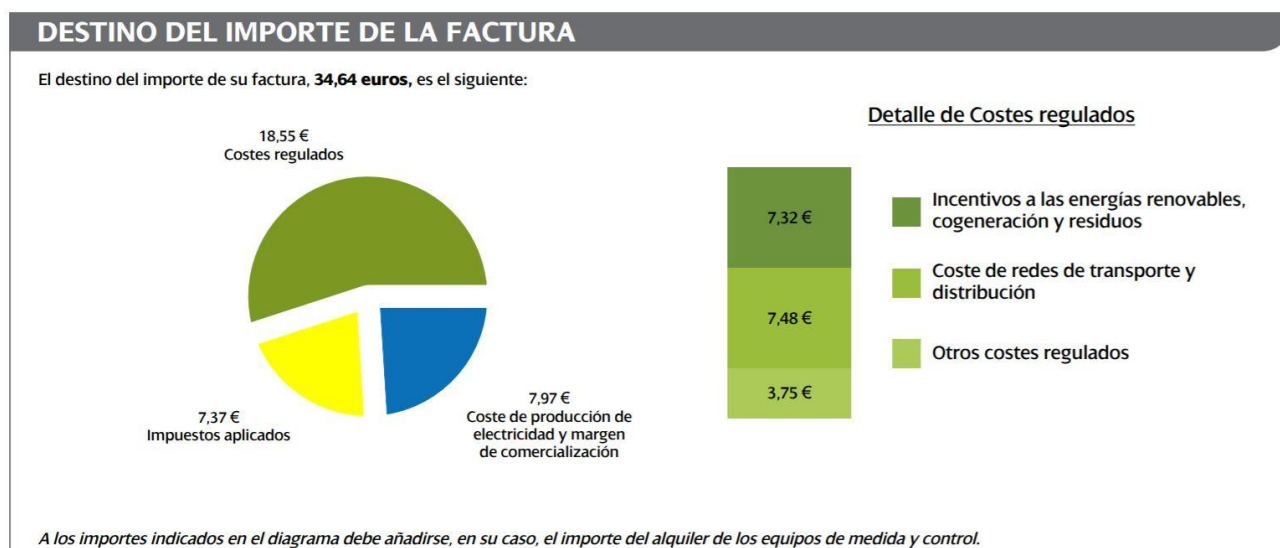
<sup>519</sup> DE LA CRUZ FERRER, J., “La regulación de la transición renovable ante el trilema de la política energética”, en DE LA CRUZ FERRER, J. (dir.) y ZAMORA SANTA BRÍGIDA, I. (coord.), *Energía y Derecho ante la transición renovable*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2019, pp. 28 y 35.

**b) Costes de naturaleza política financiados con cargo a los Presupuestos Generales del Estado: cuáles y en qué medida**

A continuación, para facilitar la comprensión de la problemática que ahora nos ocupa, mostramos un gráfico sobre el destino del importe de la factura por el consumo de electricidad en virtud de la Resolución de 23 de mayo de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el contenido mínimo y el modelo de factura de electricidad.

**FIGURA 3.7**

**Destino del importe de la factura de electricidad**



*Fuente:* Extracto de una factura de electricidad

Cuando en uno de los apartados anteriores nos referimos a la definición legal del *cargo* como nueva figura del sector eléctrico, citamos el fragmento del Preámbulo de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en el que se dice lo siguiente: “*los cargos cubrirán, entre otros, el régimen retributivo específico de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, retribución del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional, retribución asociada a la aplicación de mecanismos de capacidad y anualidades correspondientes a los déficit del sistema eléctrico, con sus correspondientes intereses y ajustes*”. Todos los costes mencionados en el párrafo traído a colación tienen naturaleza

política: desde el régimen retributivo específico (antiguo régimen especial) hasta las anualidades correspondientes a los déficits del sistema eléctrico. Son fruto de decisiones estrictamente políticas. Unas han sido acertadas, como la retribución del extracoste en los territorios no peninsulares. Y otras, a nuestro entender, desacertadas: como las ayudas a la producción de electricidad con fuentes de energía renovables con tecnologías que, en aquellos años, aún se encontraban en su curva de aprendizaje; así como, la segunda parte del ciclo de combustible nuclear y el déficit de tarifa acumulado. Acciones que, en el ámbito de la regulación económica, se definen como *fallos del Gobierno*.

Sobre el déficit de tarifa, y en línea con el discurso que venimos manteniendo, resulta muy interesante la visión que ofrece Juan José LAVILLA RUBIRA<sup>520</sup>:

*“Si el déficit tarifario fuera únicamente el resultado de los inevitables desajustes (al que pudiera denominarse déficit tarifario técnico), nos hallaríamos ante una cuestión menor. La cuantía de tal déficit nunca sería excesiva y se corregiría con relativa sencillez y rapidez mediante el incremento de la tarifa del siguiente ejercicio. Lo que ha convertido al déficit tarifario en una cuestión de considerables dimensiones es la existencia de una voluntad política de no trasladar de inmediato y de forma íntegra a la tarifa el sustancial incremento de los precios de la electricidad en el mercado de generación. (...) La voluntad política de no incrementar sustancialmente la tarifa eléctrica para absorber íntegramente y de inmediato los déficits pasados y para evitar los déficits futuros ha sido, por su parte, compartida por Gobiernos de distinto signo político, y responde a consideraciones tanto económicas como sociales; además, claro es, de electorales. Se trata de una decisión estrictamente política, que ha sido objeto de valoraciones muy diversas.”*

Estas palabras sirven para corroborar nuestro planteamiento: los costes cubiertos por los *cargos* tienen naturaleza política. Lo cual no impide que, en algunos supuestos, la decisión política pueda considerarse acertada; pero, incluso en el terreno del acierto, al tratarse de costes derivados de una decisión política deberían ser financiados en su totalidad a través de mecanismos presupuestarios.

---

<sup>520</sup> LAVILLA RUBIRA, J.J.: “El déficit tarifario en el sector eléctrico”, en MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO GONZÁLEZ, M. y BACIGALUPO SAGGESE, M. (directores), *Derecho de la Regulación Económica: Sector Energético, Tomo II*, Iustel, Madrid, 2009, p. 939.

Sirva como ejemplo la bonificación del 75 % en las tarifas de los servicios regulares del transporte marítimo y aéreo, otorgada por la Administración General del Estado. Estas bonificaciones se aplican a los ciudadanos españoles y de los demás Estados miembros de la Unión Europea, que acrediten la condición de residentes en las Islas Baleares, las Islas Canarias, Ceuta o Melilla, cuando realicen desplazamientos marítimos y/o aéreos regulares entre el lugar de residencia y cualquier otro del territorio español. Sin embargo, nos hallamos ante subvenciones financiadas, no por el resto de los viajeros mediante un incremento en el importe de su billete, sino a través de los Presupuestos Generales del Estado<sup>521</sup>.

Resulta muy significativo, en este sentido, que la metodología de cálculo de los *cargos* corresponda sea competencia del Ministerio para la Transición Ecológica y la correspondiente para el cálculo de los *peajes* de transporte y distribución competa a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Es decir, el Ministerio se encarga de aquellos costes que guardan naturaleza política y el organismo regulador de aquellos que se corresponden con el uso de las redes.

En esta línea, el Preámbulo del Proyecto de Real Decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico reconoce que “*se derivan eminentemente de decisiones de política energética adoptadas en el pasado*”.

En suma, entendemos que los costes de naturaleza política deben ser financiados íntegramente por los Presupuestos Generales de Estado; no así los costes de naturaleza técnica directamente relacionados con el suministro eléctrico y su infraestructura, cuya financiación sí debe asumirse por los consumidores como beneficiarios del mismo.

Cabe aclarar que cuando decimos que los costes de naturaleza políticas deberían ser financiados *en su integridad* a cargo de los Presupuestos Generales del Estado, nos referimos a que lo dispuesto en el artículo 13.2.d) de la Ley 24/2013 resulta insuficiente, a saber: “*Los costes del sistema serán financiados mediante los ingresos del sistema eléctrico que comprenderán: (...) d) las partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado destinadas a cubrir, entre otros, las cuantías que se determinen*

---

<sup>521</sup> Cfr. Disposición adicional centésima cuadragésima séptima de la Ley 6/2018, de 3 de julio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2018.

*correspondientes a los costes del régimen retributivo específico para el fomento de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables y al extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional”.*

Una insuficiencia que se concluye tras observar la expresión “*las cuantías que se determinen*” y comprobar que, efectivamente, tales cuantías son:

- a) Un 50 % de los extracostes derivados de la actividad de producción de energía eléctrica cuando se desarrollen en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares (*cfr.* disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013).
- b) La correspondiente al mandato de que en la Ley de Presupuestos Generales de cada año se destine para financiar los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley 24/2013, referidos al fomento de energías renovables, un importe equivalente a la suma de la estimación de recaudación anual correspondiente al Estado derivada de los tributos incluidos en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la Sostenibilidad Energética<sup>522</sup>, y el 90 % del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 450 millones de euros (*cfr.* la disposición adicional quinta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para 2013 y la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012).

Nótese, según informa el Preámbulo de la Ley 15/2013, de 17 de octubre, por la que se establece la financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de determinados costes del sistema eléctrico, que la estimación de la recaudación anual en 2013 ascendió a 2.921.467.860 euros y, sin embargo, el Estado necesitó cubrir los costes

---

<sup>522</sup> Los tributos incluidos en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética a la que hace referencia el apartado transcrito son los siguientes: a) el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica; b) el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radioactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica; c) el impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radioactivos en instalaciones centralizadas; d) y el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica. Asimismo, se incluye lo recaudado por los impuestos especiales establecidos para el gas natural y el carbón.

correspondientes a la retribución de las instalaciones en régimen especial solicitando, además, la concesión de un crédito extraordinario -por importe máximo de 2.200 millones de euros- financiado con deuda pública<sup>523</sup>. Sobre este mismo asunto, la CNMC indica que la Ley 6/2018, de 27 de junio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2018 establece en 2.654 y 369 millones de euros, respectivamente, las cantidades máximas de crédito previsto para los tributos y subastas de derecho de emisión; si bien la disposición adicional centésima trigésima prevé la posibilidad de ampliación de crédito<sup>524</sup>.

Por último, tiene interés conocer que los costes del sistema eléctrico financiados, en parte, con cargo a los Presupuestos Generales del Estado los liquida la CNMC; función asignada al organismo regulador, con carácter transitorio, por la disposición adicional octava y la disposición transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC. De acuerdo con esta habilitación, la CNMC asume el encargo de liquidar todos los ingresos y costes del sistema eléctrico, determinando quiénes deben cobrar y quiénes deben pagar. De este modo, la CNMC incorpora al sistema de liquidaciones, entre otras, las partidas de ingresos provenientes de los Presupuestos Generales del Estado; partidas presupuestarias cuyo destino último, recuérdese, es el pago de los costes relativos tanto a la producción en los sistemas no peninsulares con derecho a retribución adicional, como a la producción con fuentes de energía renovables y derecho a una retribución específica.

---

<sup>523</sup> En el Preámbulo se ofrece la siguiente explicación al respecto: “(...) habiendo avanzado en el proceso de estimación de la evolución de los costes del sistema eléctrico y de los ingresos que los financian, se aprecia un grado mayor del previsto en la insuficiencia de los ingresos. En efecto, se ha producido, por una parte, un crecimiento del coste del régimen especial debido a un incremento de las horas de funcionamiento superior al previsto y a un incremento de los valores retributivos por una indexación a la cotización del Brent, y, por otra, una minoración de los ingresos por peajes motivada por un descenso de la demanda muy acusada, como ha puesto de manifiesto la Comisión Nacional de Energía. Así, en su informe 35/2012, de 20 de diciembre, sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, destaca la aparición de nuevas desviaciones en las estimaciones de costes e ingresos tanto para el cierre de 2012 como para 2013. En estas condiciones, los ingresos derivados de los peajes eléctricos y de las partidas actualmente consignadas en la Ley de Presupuestos Generales del Estado para 2013 resultan insuficientes. Dado que la solución mediante un nuevo incremento de los peajes de acceso penalizaría a las economías domésticas y los costes de las empresas, efecto agravado por la actual coyuntura económica, el Gobierno ha optado por la alternativa de una medida temporal consistente en la cobertura de parte de los costes del sistema destinados al fomento de las energías renovables mediante transferencias específicas de los Presupuestos Generales del Estado financiados mediante un crédito extraordinario”.

<sup>524</sup> Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre “La liquidación provisional 9/2018 del Sector Eléctrico. Análisis de resultados y seguimiento mensual de la proyección anual de los ingresos y costes sistema eléctrico”, de 15 de noviembre de 2018, con núm. de expediente LIQ/DE/001/18, p. 32.

### **c) Un problema colateral: la elevada carga fiscal del consumo eléctrico**

#### **a') Sobre la elevada carga fiscal del consumo eléctrico en el contexto de la descarbonización**

Si bien es cierto que llama la atención el importe de la factura eléctrica destinado a la financiación de los denominados *costes regulados*, la carga impositiva soportada por los consumidores de energía eléctrica en su factura mensual resulta igualmente llamativa. Nos referimos, concretamente, a los siguientes impuestos<sup>525</sup>:

- a) El *Impuesto Especial sobre la Electricidad* <sup>526</sup>. Es un tributo de naturaleza indirecta que recae sobre el consumo de electricidad y grava, en fase única, el suministro de energía eléctrica para consumo, incluyendo en su base imponible la suma de los términos de facturación por potencia contratada y energía activa consumida, con un tipo impositivo del 5,11 %.
- b) El *Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA)*. En el caso que ahora nos ocupa, grava los peajes de acceso (tanto en el término de potencia como en el de energía), el alquiler de equipos de medida y el Impuesto Especial sobre la Electricidad; aplicándose, por consiguiente, un tipo impositivo del 21 % sobre el total de la factura.

En relación con el Impuesto Especial sobre la Electricidad, guarda elevado interés el comentario que realiza la Agencia Tributaria al respecto<sup>527</sup>:

*“De acuerdo con lo establecido en la Exposición de Motivos de la Ley 66/1997, la creación del Impuesto sobre la Electricidad tiene como objetivo básico la obtención de*

---

<sup>525</sup> Nos gustaría aclarar que la omisión realizada en relación con la tasa por utilización privativa o aprovechamiento especial del dominio público local por instalaciones de transporte de energía eléctrica se debe a que se trata de un tributo soportado por las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica, razón por la cual no se refleja en la facturación mensual que la empresa comercializadora remite al consumidor. Pese a ello, conviene aclarar que, en la medida en que la red eléctrica de transporte o distribución transcurra por el suelo, subsuelo o vuelo de las vías públicas municipales, esa utilización o aprovechamiento especial del dominio público local podrá ser objeto de gravamen por la correspondiente tasa, siempre que el ayuntamiento correspondiente así lo estableciera. Sobre la problemática jurídica suscitada en torno a los elementos integradores de la base imponible de la citada tasa, *vid.* la STS (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª), núm. 2708/2016, de 21 de diciembre.

<sup>526</sup> *Cfr.* artículo 89 y siguientes de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, sobre Impuestos Especiales.

<sup>527</sup> Impuesto Especial sobre la Electricidad, *Agencia Tributaria*, (2015), p. 3.



*los ingresos necesarios para compensar la supresión del recargo sobre la facturación de energía eléctrica, en concepto de ayudas a la minería del carbón, que hasta el 31 de diciembre de 1997 ha estado en vigor y que representaba el 4,864 por 100 de la misma. Se trata, por tanto, de un impuesto que, sin ser un tributo afectado, nace vinculado a la asunción por el Estado de un nuevo gasto en relación con el apoyo a dicho sector y a la subsiguiente necesidad de modificar el sistema de financiación de la minería del carbón que, por imperativo Comunitario, pasa a realizarse a través de los recursos presupuestarios.”*

Quiere decirse, pues, que en el 2020 la facturación de la electricidad conserva el establecimiento de un impuesto con un tipo del 5,11 % para financiar parcialmente un sector industrial, el del carbón, cuyos yacimientos se pactó con la Comisión Europea que deberían dejar de producir, a más tardar, el 31 de diciembre de 2018. Asunto diferente es que, actualmente, la generación de energía eléctrica con carbón, aunque sea mínima, se mantenga activa en el norte de España; ya que se trata de una zona geográfica donde existen problemas de sobrecarga en la red de distribución, razón por la cual se utilizan las centrales térmicas de carbón para solventarlos por ser las más cercanas al punto exacto donde se identifica la incidencia (de haber otras más próximas, por ejemplo ciclos combinados o hidráulicas, serían éstas las que se pondrían en funcionamiento). Centrales térmicas que, por cierto, emplean un carbón en su mayoría importado del exterior.

Se observa, en definitiva, una elevada carga tributaria en relación con el consumo de electricidad; no sólo por la diversidad de figuras impositivas que gravan la actividad, también por el tipo porcentual que aplican. Un escenario que, sin duda, resulta inoportuno en un contexto de transición energética como el actual, especialmente si se tiene presente que la Unión Europea entiende la *electrificación de la economía* como uno de los medios esenciales para lograr los objetivos climáticos fijados.

#### **b’) Posibilidades entre los límites establecidos por el Derecho de la Unión Europea y el actual régimen tributario interno**

Se advierte, en vista de lo anterior, que el Impuesto Especial sobre la Electricidad no responde actualmente al motivo por el cual se estableció. Sin embargo, existe una razón de naturaleza comunitaria por la cual su derogación no es una opción que se pueda

plantear: la Directiva 2003/96/CE del Consejo, de 27 de octubre, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad.

En concreto, el artículo 4 de la Directiva dispone lo siguiente: *“Los niveles de imposición que los Estados miembros apliquen a los productos energéticos y la electricidad (...) no podrán ser inferiores a los niveles mínimos de imposición prescritos en la presente Directiva. A efectos de la presente Directiva, se entenderá por «nivel de imposición» la carga total que representa la acumulación de todos los impuestos indirectos (a excepción del IVA) calculada directa o indirectamente sobre la cantidad de productos energéticos o de electricidad en el momento de su puesta a consumo”*. Se trata, pues, de un mandato cuyo cumplimiento necesita el mantenimiento del Impuesto Especial sobre la Electricidad o la creación de una figura impositiva análoga.

La Directiva explica en su considerando (4) que *“unas diferencias importantes en los niveles nacionales de imposición a la energía aplicados por los Estados miembros podrían ir en detrimento del funcionamiento adecuado del mercado interior”*. En este punto, compartimos la preocupación sobre las negativas consecuencias que traería una imposición desigual, sin dejar de cuestionar por ello la premisa de la cual se parte: ¿por qué gravar un producto básico como la electricidad con el IVA y, además, un impuesto especial?

Consideramos que el propósito es fundamentalmente recaudatorio; careciendo, al contrario que en la mayor parte de los impuestos especiales (bebidas alcohólicas, tabaco, hidrocarburos...), de un fin accesorio extrafiscal de naturaleza sanitaria o medioambiental.

Como ya ha sido señalado, la electricidad consumida resulta gravada asimismo por el IVA; presentando, ambos impuestos, una relación de compatibilidad, concurrencia y superposición. Se trataría, a nuestro juicio, de una doble imposición en sentido amplio por hallarnos ante la acumulación de dos impuestos sobre un mismo producto; pero no así en sentido estricto, dado que el hecho imponible de ambos tributos difiere<sup>528</sup>.

---

<sup>528</sup> Mientras que el hecho imponible del Impuesto Especial sobre la Electricidad consiste en *“el suministro de energía eléctrica a una persona o entidad que adquiere la electricidad para su propio consumo, entendiéndose por suministro de energía eléctrica tanto la prestación del servicio de peajes de acceso a la red eléctrica como la entrega de electricidad”* (art. 92.1.a de la Ley 38/1992), el hecho imponible que comprende el IVA es *“las entregas de bienes y prestaciones de servicios realizadas en el ámbito espacial*

En España existen actualmente tres clases de IVA, a saber: *general*, con un tipo impositivo del 21 %; *reducido*, con un 10 %; y *superreducido*, con un 4 %. La electricidad, pese a tratarse de un bien esencial, se está gravando al tipo general del 21 %. Sin embargo, retomando el ejemplo comparativo del pan, es un bien que soporta un IVA del 4 %. Así sucede, igualmente, en el caso de otros productos básicos: como algunos alimentarios (huevos, leche, verduras...) y los medicamentos. E, incluso, también se aplica un tipo del 4 % a los libros, periódicos y revistas; productos que, siendo importantes para el fomento de la cultura, no resultan esenciales para la supervivencia (o, por lo menos, no tanto como la energía eléctrica). Además, en el 2018 el Gobierno decidió trasladar del IVA general (21 %) al reducido (10 %) el tipo impositivo aplicado sobre las entradas de cines, teatros, eventos deportivos, parques de atracciones y conciertos de música.

No obstante, el IVA que se aplica sobre la electricidad en España (21 %) se sitúa, según datos de *Eurostat*, por encima de la media europea (18 %). En concreto, los tipos impositivos más elevados se encuentran en los países nórdicos (Suecia y Dinamarca un 25 %, Finlandia e Islandia un 24 % y Noruega un 22 %). El tipo impositivo español estaría en sintonía con los establecidos en algunos países de Europa central (Bélgica un 21 %, Austria y Holanda un 20 % y Alemania un 19 %). Finalmente, los tipos más reducidos se observan tanto en el resto de los países mediterráneos (Grecia un 13 %, Italia un 10 % y Portugal un 6 %) como en los países anglosajones (Irlanda un 13,5 % y Reino Unido un 5 %).

La tributación más singular es la aplicada por nuestros vecinos europeos: de un lado, en Francia se aplica un tipo impositivo del 5,5 % al término fijo (con independencia de la potencia contratada) y del 20 % al término variable por la energía consumida; y, de otro, en Portugal, que se venía aplicando un tipo impositivo del 23 % sobre la electricidad con carácter general, desde el 1 de junio de 2019 se ha establecido un tipo del 6 % para aquellos consumidores con una potencia contratada de 3,45 kW o inferior (calculándose

---

*del impuesto por empresarios o profesionales a título oneroso, con carácter habitual u ocasional, en el desarrollo de su actividad empresarial o profesional*” (art. 4.1 de la Ley 37/1992). Es decir, el importe del Impuesto Especial sobre la Electricidad incrementa el valor total de la energía eléctrica como si se tratara de una fase más de su cadena productiva, razón por la cual su cuantía queda incluida en la base imponible del IVA.

que beneficiará a 3,1 millones de consumidores, lo que en Portugal representa el 45 % de los suministros).

El Derecho de la Unión Europea limita la capacidad de los Estados miembros en la determinación de los tipos impositivos del IVA; no obstante, el margen ofrecido es amplio. La Directiva 2006/112/CE del Consejo, de 28 de noviembre, relativa al sistema común del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA), es la norma comunitaria encargada de establecer los tipos impositivos mínimos que deben ser respetados por los Estados miembros en la configuración de sus correspondientes políticas fiscales. En concreto, la Directiva dispone que, mientras el límite inferior del tipo normal es el 15 % (art. 97), el tipo reducido se sitúa en un 5 % (art. 99). Especial interés cobra el artículo 102 de la Directiva, según el cual *“previa consulta del Comité del IVA, todo Estado miembro podrá aplicar un tipo impositivo reducido a las entregas de gas natural, electricidad o calefacción urbana”*; consulta que recibió respuesta favorable, precisamente, en la reducción del IVA sobre el consumo doméstico de electricidad efectuada en 2019 por el Gobierno portugués que acaba de citarse.

Por ello, en España la reducción del IVA que grava el consumo eléctrico, aun con los límites establecidos por la normativa comunitaria presentes, es cuestión de voluntad política. A este respecto, resulta oportuno compartir parcialmente la comparecencia de la ministra para la Transición Ecológica, Teresa RIBERA RODRÍGUEZ, en la sesión extraordinaria celebrada en el Senado, el 29 de enero de 2019, para explicar las políticas del Gobierno en materia de energía y las medidas que pretendía adoptar para frenar la escalada de los precios de la luz:

*“Es decir, hasta dónde podemos llegar con medidas coyunturales, no es algo que pueda ser percibido como una solución definitiva para el consumidor medio, que está a la expectativa de un cambio estructural que le permita tener facturas mucho más predecibles, estables en una franja en la que no incida, sobre todo en el ámbito de los consumidores vulnerables, en el conjunto de su economía doméstica de forma grave. Esto confirma la necesidad de abordar con carácter sistémico el entendimiento del resto de los elementos de la factura. Por tanto, resultan necesarias la reforma del mercado y la revisión del conjunto de los elementos complementarios al mercado marginalista, al mercado mayorista con respecto al resto. La posibilidad de contar con un IVA reducido*

*para según y qué consumidores forma parte de los elementos que estamos estudiando junto con el Ministerio de Hacienda; es decir, no solo estamos abordando cuestiones como el IVA, sino una pléyade de impuestos. Además, el destino de los ingresos procedentes de esos impuestos también varía mucho, con lo cual se convierte en una ecuación más complicada cuando corresponde poner en común las propuestas definitivas con distintos niveles de decisión administrativa”*<sup>529</sup>

Una vez expuesto lo anterior, interesa traer a colación la reflexión de Carlos María LÓPEZ ESPADAFOR sobre la *prohibición de confiscatoriedad*, quien considera que este principio se estaría quebrando en aquellos supuestos en los que la carga fiscal supere el precio del producto antes de impuestos; situaciones que devendrían inconstitucionales por vulnerar lo dispuesto en el artículo 31.1 de la Constitución<sup>530</sup>.

Así las cosas, observamos que en España la presión fiscal -entendida como el porcentaje que representa la carga fiscal sobre el precio final de la electricidad- se sitúa en torno al 20 % (cifra que ascendería al 27 % si se calculase sobre el precio de la electricidad antes de impuestos). El coste de producción y el margen de comercialización, por su parte, suponen aproximadamente el 25 % del importe total; porcentaje que alcanzaría el 50 % en caso de añadir el coste de las redes de transporte y distribución.

En consecuencia, y de conformidad con el criterio de confiscatoriedad al que acabamos de hacer referencia, los impuestos que gravan el consumo de electricidad no pueden considerarse confiscatorios si se analizan aisladamente. No obstante, sí se observa que la suma de los impuestos indirectos y los costes regulados de naturaleza política se sitúan en un porcentaje cercano al 45 %.

Este escenario nos conduce hasta la siguiente reflexión: si bien los mencionados impuestos no pueden considerarse inconstitucionales por vulneración de la prohibición de confiscatoriedad, existe un amplio margen para la reducción de los correspondientes tipos impositivos. No resulta coherente desde una perspectiva sistemática que los libros, periódicos y revistas soporten tan sólo un 4 % de IVA, o que el relativo a las entradas de

---

<sup>529</sup> Cortes Generales, Senado, diario de sesiones, XII legislatura, núm. 403, núm. exp. 711/000732, p. 18.

<sup>530</sup> Cfr. LÓPEZ ESPADAFOR, C.M., “*Gasóleo versus gasolina en el plano fiscal*”, Revista Quincena Fiscal, Aranzadi, núm. 5 (2010).

cines, conciertos y parques de atracciones sea de un 10 %, mientras que el consumo de electricidad -siendo un servicio esencial- continúe gravado en sede del IVA a un 21 %.

Siguiendo de nuevo al profesor LÓPEZ ESPADAFOR: *“En los casos en que se necesitan mayores ingresos públicos una salida habitual del legislador tributario es recurrir a cargar fiscalmente aquellos tipos de bienes o productos de los que no se puede prescindir en el modo de vida actual, con lo cual, por mucho que se carguen fiscalmente no desaparecen como fuente de riqueza o de ingresos públicos. Pero esta forma de actuar no se centra en la búsqueda del «sistema tributario justo» que pretende el artículo 31.1 de nuestra Constitución, sino todo lo contrario: ni se alcanza una justicia tributaria, ni se consigue un verdadero sistema, sino una mera acumulación de impuestos, en ciertas ocasiones, que puede desembocar en situaciones irracionales”*<sup>531</sup>.

### **c’) La importancia de racionalizar el régimen fiscal y tarifario del suministro eléctrico para la construcción de una transición energética justa**

El razonamiento de LÓPEZ ESPADAFOR que acaba de exponerse sirve para describir, perfectamente, el actual tratamiento jurídico-tributario del consumo eléctrico. Esta es una de las realidades que deben cambiar si, verdaderamente, se encuentra entre las pretensiones del Gobierno la planificación de una *transición energética justa*.

La justicia, entendida como principio moral que por el cual debe darse a cada uno lo que corresponde, es el valor superior de nuestro ordenamiento jurídico que nos conduce a sugerir las modificaciones expuestas del actual diseño tarifario. Consideramos que la transición energética no puede entenderse justa mientras que la factura mensual continúe incluyendo: por una parte, conceptos que deberían ser financiados en su integridad a cargo de los Presupuestos Generales del Estado y, de otra parte, impuestos indirectos con tipos impositivos por encima de la media europea.

Además, la esencialidad de la energía eléctrica debería ser motivo suficiente para reducir en la medida de lo posible la carga fiscal sobre su consumo; y no, como así sucede, para gravarla con los tipos impositivos más elevados. Tipos que, además, incluyen en sus

---

<sup>531</sup> *Ibidem.*

bases impositivas costes de naturaleza estrictamente política que deberían ser financiados por el conjunto de contribuyentes en virtud de su capacidad económica.

La racionalización del diseño tarifario y tributario sería, en verdad, una de las formas más eficaces de lucha contra la pobreza energética. Tratándose de una cuestión merecedora de un estudio aparte si el término *pobreza* necesita del apellido *energética* y prescinde de otros (como son el de *alimentaria* o *textil*, realidades que desgraciadamente también existen en nuestra sociedad) porque el suministro eléctrico, al presentar un precio final sobredimensionado, resulta más costoso de asumir para la población que vive en condiciones de vulnerabilidad que el resto de suministros básicos. De tal modo que, sin negar la utilidad del bono social, las propuestas *de lege ferenda* que acabamos de exponer tendrían un alcance significativamente mayor y, asimismo, evitarían las subvenciones cruzadas que actualmente se dan entre los distintos consumidores<sup>532</sup>.

Finalmente, es necesario subrayar que, ante el consenso alcanzado en la Unión Europea sobre el impulso de la electrificación como principal medio para descarbonizar la economía, resultaría incoherente que el Gobierno español continuase incrementando artificialmente el precio final de la electricidad. Debe recordarse que, si existiendo bienes sustitutivos para determinados usos (piénsese en la movilidad o en la climatización) el suministro eléctrico sufre la imposición de una serie de cargas fiscales y parafiscales desproporcionadas, se incentiva automáticamente el consumo de los bienes que soportan menos gravámenes; aunque presenten mayores externalidades negativas en materia medioambiental.

## **2. Peajes y cargos sobre la energía eléctrica autoconsumida**

### **A) Esquema tarifario del autoconsumo en el Real Decreto 900/2015**

En relación con los peajes y cargos que recaían sobre el autoconsumo de energía eléctrica en el esquema diseñado por el Real Decreto 900/2015, el artículo 9.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, dictaba que los consumidores sujetos

---

<sup>532</sup> Sobre las subvenciones cruzadas en el diseño tarifario del sector eléctrico, *vid.* el apartado titulado “Disfunción de las tarifas y tarifa de servicio esencial: la señora María y Borja Luis” en DE LA CRUZ FERRER, J., “El funcionamiento del sistema eléctrico. Sujetos. Separación de actividades. Planificación”, en MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO GONZÁLEZ, M. y BACIGALUPO SAGGESE, M. (directores), *Derecho de la Regulación Económica, Vol. III, Sector Energético, Tomo I*, Iustel, Madrid, 2009, p. 326.

a cualquier modalidad de autoconsumo estarían obligados a pagar los mismos peajes de acceso a las redes, cargos asociados a los costes del sistema y costes para la provisión de los servicios de respaldo del sistema que correspondieran a un consumidor no sujeto a ninguna de las formas de autoconsumo antes descritas. Sobre esta cuestión debe saberse, en síntesis, lo siguiente:

- a) En primer lugar, que, tanto los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo *tipo 1* como los que hubieran optado por la *tipo 2*, debían soportar, de conformidad con los correspondientes términos de facturación (potencia contratada y energía consumida), los *peajes de acceso a las redes de transporte y distribución* de igual manera que el resto de consumidores (*cfr.* artículo 16 del Real Decreto 900/2015).
- b) En segundo lugar, que los consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo debían asumir los *cargos asociados a los costes del sistema* (*cfr.* artículo 17 del Real Decreto 900/2015); consistiendo en la aplicación de un cargo fijo sobre la potencia de aplicación de cargos y un cargo variable sobre la energía correspondiente a la suma de la demanda horaria y del autoconsumo horario (lo que significa que, a diferencia de lo observado en los peajes de acceso, el cargo variable asociado a los costes del sistema eléctrico sí gravaba la energía autoconsumida).
- c) En tercer lugar, los consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo debían soportar, además, la aplicación de un *cargo por otros servicios del sistema* (*cfr.* artículo 18 del Real Decreto 900/2015), conocido popularmente como “impuesto al sol”.

Por último, debe señalarse que el *régimen económico transitorio* de aplicación al autoconsumo estuvo regulado por lo recogido en la disposición transitoria primera del Real Decreto 900/2015. A este respecto cabe destacar que, en el apartado tercero de la disposición, se establecía que: “*no obstante lo anterior, los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 1 conectados en baja tensión cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 kW estarán exentos del pago del cargo transitorio por energía*”.



*autoconsumida previsto en este apartado*”. Una exención relevante para el autoconsumo doméstico o residencial de energía eléctrica.

### **B) Esquema tarifario del autoconsumo en el Real Decreto 244/2019**

Es en el régimen tarifario donde el nuevo marco regulatorio presenta una de sus novedades más significativas; pues, de acuerdo con lo previsto en el artículo 9.5 de la Ley 24/2013, la energía eléctrica autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos se encuentra exenta de todo tipo de *cargos y peajes*.

No obstante, los autoconsumidores deben soportar tanto los *peajes de acceso a las redes de transportes y distribución* como los *cargos del sistema eléctrico* de igual manera que los consumidores no acogidos a modalidad alguna de autoconsumo (teniendo presente las singularidades previstas en los artículos 17 y 18 del Real Decreto 244/2019).

Quiere decirse que en el nuevo escenario regulatorio los consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo siguen asumiendo los correspondientes peajes y cargos por la energía consumida de la red eléctrica, como es natural, pero no así por la energía eléctrica autoconsumida. Situación que difiere significativamente respecto de lo sucedido en aplicación del régimen tarifario que diseñó el Real Decreto 900/2015; puesto que, en el antiguo esquema, la energía autoconsumida era gravada tanto por los *cargos asociados a los costes del sistema* como por el *cargo por otros servicios del sistema*.

Recuérdese, por cierto, que, en virtud de lo dispuesto por el artículo 14.4 del Real Decreto 244/2019, la energía eléctrica excedentaria de los consumidores acogidos al mecanismo de compensación simplificada no tiene consideración de energía incorporada al sistema eléctrico de energía eléctrica, razón por la cual quedará exenta de los peajes de acceso establecidos en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, para los productores de electricidad; si bien, añade *in fine*, el comercializador será el responsable de balance de dicha energía.

Finalmente, es importante señalar que, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 4.6 de la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la CNMC: “*La metodología utilizada para determinar las cantidades a que se hace referencia en el artículo 9.5 de la Ley 24/2013, de 26 de*

*diciembre, cuando se establece que, a efectos de autoconsumo compartido en instalaciones próximas, se podrán establecer cantidades por el uso de la red, deberá responder a los mismos principios que se apliquen para establecer la metodología de los peajes de transporte y distribución de electricidad a la par que se favorece el uso eficiente de la red, la energía y se facilita la instalación de energía de origen renovable*". Unos peajes cuya estructura se detalla en el artículo 6.3 de la Circular 3/2020. En el aspecto terminológico debemos matizar que el Ministerio para la Transición Ecológica, en el informe emitido sobre el Proyecto de Circular, señala la conveniencia de no denominarlos peajes; razón por la cual la Circular 3/2020 emplea la expresión "*pagos por el uso de la red*" cuando se refiere a las instalaciones de autoconsumo próximas a través de red. Un hecho que resulta llamativo, dado que el propio Ministerio equipara ambas figuras en sus orientaciones de política energética al disponer que tales cantidades han de compartir metodología y principios con los peajes de transporte y distribución.

### **C) Impacto económico y fiscal del autoconsumo a la luz del diálogo entre el Ministerio para la Transición Ecológica y la CNMC**

Una de las cuestiones que mayor interés suscita en torno al autoconsumo de electricidad es, desde hace un lustro, qué impacto tendrá sobre los ingresos del sistema eléctrico.

Advierte a este respecto Laura DE RIVERA GARCÍA DE LEÁNIZ que "*el autoconsumo puede producir una reducción del consumo procedente de las redes de transporte y distribución lo que puede acarrear una disminución de ingresos por peajes. Esta disminución de los ingresos puede suponer un riesgo para la sostenibilidad de los costes del sistema en su conjunto*", matizando a continuación que, "*no obstante, el Real Decreto 244/2019 contempla que la CNMC lleve a cabo un seguimiento continuo de la evolución del autoconsumo y de sus impactos económicos, por lo que dicho riesgo debería ser anticipado por la CNMC con suficiente antelación*"<sup>533</sup>.

Así pues, en aras de obtener información sobre el impacto económico del autoconsumo, hemos considerado oportuno acudir a la Memoria del Análisis de Impacto

---

<sup>533</sup> DE RIVERA GARCÍA DE LEÁNIZ, L., "Sobre la importancia de las redes eléctricas en la transición renovable", en DE LA CRUZ FERRER, J. (dir.) y ZAMORA SANTA BRÍGIDA, I. (coord.), *Energía y Derecho ante la transición renovable*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2019, p. 147. Laura DE RIVERA es directora de los Servicios Jurídicos de Red Eléctrica de España (REE).

Normativo sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo, elaborada por el Ministerio para la Transición Ecológica en 2019 (en adelante, la Memoria); documento sobre el cual se pronuncia, precisamente, la CNMC.

La Memoria comienza afirmando, en cuanto al impacto económico general del autoconsumo, que fomentará la actividad económica y el empleo local por su carácter distribuido. Asimismo, consideran en el Ministerio que el desarrollo del autoconsumo de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables contribuirá a la sustitución de generación emisora y contaminante (las tecnologías marginales del mercado mayorista serán las sustituidas, siendo éstas el carbón y en menor medida el gas natural, ambas emisoras de GEI), resultando incluso una alternativa económicamente más ventajosa que el suministro tradicional exclusivo desde la red<sup>534</sup>.

Los aspectos señalados (creación de empleo tanto urbano como rural, contribución a la descarbonización de la economía y paridad de red) parecen indiscutibles; siendo pacífico, por consiguiente, el debate que ha podido suscitarse acerca de los beneficios que un despliegue importante del autoconsumo de electricidad podría traer para la economía en su conjunto.

Ahora bien, es en su impacto sobre los ingresos y costes del sistema eléctrico donde radica la controversia. En este sentido, la Memoria concluye que el saldo neto es positivo. Justifica esta conclusión realizando una valoración cuantitativa de los efectos que podría desplegar la instalación de 100 MW de generación fotovoltaica destinada a autoconsumo<sup>535</sup>.

---

<sup>534</sup> Memoria del análisis de impacto normativo... *op. cit.*, p. 31.

<sup>535</sup> “Los cálculos se han realizado bajo las siguientes hipótesis: a) Toda la energía instalada ha sido de tecnología fotovoltaica; b) Se toma un número de horas equivalentes que parte del promedio de horas para las cinco zonas definidas en el anexo IV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Este promedio arroja un valor de 1.679 horas. Sobre este valor se aplica un factor de minoración del 25 % debida a que la orientación de los paneles ubicados sobre las viviendas no será óptima (por motivos urbanísticos y sombras de otras edificaciones). Esto arroja un valor de cálculo de 1.259 horas. Así, nos encontramos que los consumidores acogidos a alguna modalidad de autoconsumo producen 1.259 horas, este dato es el utilizado para calcular la energía producida y que por tanto tiene efecto en el mercado. La energía generada asciende a 125.981 MWh, lo que supone una penetración en el conjunto del sistema del 0,047 %. No obstante, para ver su efecto en la minoración de los ingresos por peajes, se considerarían tres hipótesis adicionales: a) De toda la energía producida (125.981 MWh), el 75 % la autoconsume (94.418 MWh) y el 25 % la inyecta a las redes de transporte y distribución (31.743 MWh).

En virtud del escenario descrito (los 100 MW de potencia instalada destinados a autoconsumo y las hipótesis recogidas a pie de página), la Memoria expone las siguientes estimaciones<sup>536</sup>:

- a) Considerando que la energía eléctrica autoconsumida supone que esos clientes dejan de pagar peajes y cargos por dicha energía que ya no consumen de la red y que, además, se suprimen los cargos por energía autoconsumida, se produce una *reducción de ingresos del sistema* por peajes y cargos de 5,42 M€.
- b) Adicionalmente, dado que existe una cantidad de energía eléctrica que se cubre con energía autoconsumida y este hecho hace que se reduzca la demanda en el mercado, se produce una *disminución del precio de la energía en el mercado* de unos 5,90 M€, valorada sobre una demanda nacional de 268 TW/h.

La CNMC, por su parte, cuestiona la estimación cuantitativa del impacto realizada por el Ministerio. Destacan las siguientes observaciones realizadas al respecto<sup>537</sup>:

- a) *Una ratio de energía autoconsumida del 75 % parece elevada.* La CNMC precisa sobre este punto que, según la información disponible hasta la liquidación 12/2018 en la base de datos de liquidaciones, el autoconsumo

---

*Esto hace que el número de horas de su instalación destinadas al autoconsumo se reduzca a 944 horas; b) Al tratarse de energía fotovoltaica, el consumidor con carácter general no podrá reducir la potencia contratada, dado que no podrá asegurar su suministro a través de su instalación de autoconsumo, al tratarse de una fuente de energía intermitente; c) La distribución de potencia instalada de generación para autoconsumo entre los distintos tipos consumidores se lleva a cabo en función de la potencia contratada que existe en cada uno de los tipos de peaje. En cuanto al resto de parámetros introducidos en el cálculo se ha considerado: a) Un precio de 20€/t de CO<sub>2</sub>; b) Un factor de emisión del parque de 0,28 de CO<sub>2</sub> por MWh eléctrico generado; c) De acuerdo con las simulaciones realizadas para los años 2015 a 2018 por OMIE, la introducción de 100 MW de potencia adicional fotovoltaica habría producido una disminución en el precio del mercado en el entorno de 0,022 €/MWh". Ibidem, pp. 32 y ss.*

<sup>536</sup> "Las estimaciones no han tenido en cuenta otros efectos positivos para el sistema eléctrico, debido a su más difícil cuantificación y al que hecho de que se producirán en el margen, esto es, sólo en el medio y largo plazo y una vez se hayan recuperado los costes hundidos existentes en la actualidad en el sistema. Entre ellos, se pueden citar las menores pérdidas provocadas en la red por la disminución de los flujos de energía en grandes distancias. A este respecto, es importante señalar que estas reducciones de las pérdidas técnicas de la red sólo se materializarán si se produce un correcto dimensionamiento de las instalaciones, mediante las adecuadas señales regulatorias y económicas, que eviten que se produzcan excesivos flujos de energía a través de las redes de baja tensión. En caso contrario, las pérdidas podrían incluso aumentar con relación a la situación actual, dado que, como es sabido, éstas son proporcionales al cuadrado de la intensidad, lo que aconseja que la transmisión de energía por la red se realice a la mayor tensión (= menor intensidad) posible". Ibidem, p. 34.

<sup>537</sup> Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre la propuesta de real decreto por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo, de 21 de febrero de 2019, con núm. de expediente IPN/CNMC/005/19, pp. 11 y ss.

representa -en términos medios- el 52,1 % de la demanda de los consumidores acogidos al mismo. Por esta razón, concluye que incrementar ese valor de referencia hasta el 75 % conllevaría una inversión en dispositivos de almacenamiento (y una adaptación de los hábitos de consumo) difícilmente alcanzable por la generalidad de los consumidores.

- b) *El impacto de la instalación de 100 MW de potencia sobre los ingresos por peajes y cargos parece sobrestimado.* Mientras que el Ministerio considera que, incluso en el escenario menos favorable para el sistema eléctrico<sup>538</sup>, la facturación por el término variable de peajes y cargos se reduciría en 4,16 M€, la CNMC critica esa estimación planteando los siguientes escenarios alternativos: a') en caso de distribuir la producción autoconsumida por peaje de acceso proporcionalmente a la potencia contratada en el periodo de punta (periodo 1), la facturación por el término variable del peaje de acceso se reduciría en 3,1 M€; b') en caso de distribuir la producción autoconsumida proporcionalmente al consumo registrado por peaje de acceso, la facturación por el término variable del peaje de acceso se reduciría en 1,8 M€. Asimismo, la CNMC señala que no se ha tenido en cuenta el impacto sobre los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica. Peajes que, de conformidad con el artículo 14.4 del Real Decreto 244/2019, sí deben abonar los consumidores en la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación.
- c) *La reducción de la recaudación por el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica.* La CNMC observa que en la valoración del Ministerio no se ha tenido en cuenta el impacto de la reducción del precio del mercado en la recaudación de los ingresos procedentes de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. En concreto, el organismo regulador ha estimado en 0,42 M€ la reducción de la recaudación por el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, resultado de multiplicar la generación bruta prevista para el

---

<sup>538</sup> Que los 100 MW de generación fotovoltaica se instalaran en consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW sin discriminación horaria.

ejercicio 2019 (268.024 GWh) por el impacto que tendría en el precio del mercado la instalación de 100 MW de potencia fotovoltaica (0,22 €/MWh) y por el tipo impositivo (7 %).

- d) *La reducción del precio del mercado tiene un impacto en la retribución adicional.* Consideramos que guarda interés traer a colación, por último, el comentario de la CNMC conforme al cual el despliegue del autoconsumo tendría un impacto en la retribución adicional, en la medida en que la metodología de cálculo de este concepto retributivo tiene en cuenta los ingresos obtenidos por la venta de energía en el mercado. En particular, la CNMC estima que una reducción del precio en el mercado de 0,022 €/MWh supondría un aumento de la retribución adicional de 0,27 M€, de los cuales 0,14 M€ serían financiados por los consumidores de electricidad y 0,14 M€ por los contribuyentes a cargo de los Presupuestos Generales del Estado.

Finalmente, con la intención de facilitar la comparación de los datos expresados, adjuntamos una tabla que recoge el detalle completo del impacto económico y fiscal del autoconsumo de energía eléctrica según las valoraciones ofrecidas por el Ministerio y las estimaciones de la CNMC.

**FIGURA 3.8**

**Impacto económico y fiscal del autoconsumo: tabla comparativa de estimaciones**

Análisis de impactos (M€)	MITECO	Estimación CNMC	
		Escenario más desfavorable	Escenario más favorable
<b>Impacto sobre el sector eléctrico</b>			
<b>I. Impacto sobre los costes e ingresos regulados</b>	<b>- 5,42</b>	<b>- 6,27</b>	<b>- 3,60</b>
- Reducción de ingresos del sistema por peajes y cargos	- 5,42	- 4,23	- 1,93
Peajes y cargos de consumidores	- 5,42	- 4,16	- 1,88
Peajes y cargos de generadores (1)		- 0,07	- 0,05
- Reducción de ingresos por la aplicación de la Ley 15/2002		- 1,90	- 1,53
Por reducción de precio de mercado		- 0,41	- 0,41
Por impacto del autoconsumo		- 1,49	- 1,12
- Incremento de la retribución adicional		- 0,14	- 0,14
<b>II. Impacto sobre el coste del mercado (*)</b>	<b>5,90</b>	<b>5,90 (*)</b>	<b>5,90 (*)</b>
<b>Impacto total</b>	<b>- 5,42</b>	<b>- 0,37</b>	<b>2,30</b>
<b>Impacto fiscal</b>			
- Impuesto electricidad (4,864%)	- 0,58	- 0,52	- 0,40
- Impuesto sobre el valor añadido	29,25	29,48	29,94
- Disminución ingresos por la factura eléctrica	- 2,25	- 2,02	- 1,56
+ Aumento de ingresos de IVA por inversión (1,5 €/Wpico) (*)	31,50	31,50 (*)	31,50 (*)
- Incremento de la retribución adicional con cargo a los PGE		- 1,54	- 1,54
- Reducción de ingresos por derechos de emisión CO <sub>2</sub>	- 0,53	- 0,70	- 0,70
<b>Impacto total</b>	<b>28,14</b>	<b>26,72</b>	<b>27,29</b>

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y CNMC

Antes de concluir, no obstante, entendemos que merece ser traída la reflexión que realiza el Consejo de Estado, en su dictamen de 28 de marzo de 2019, sobre el impacto del autoconsumo en la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico:

*“La mayor parte de los costes del sistema eléctrico tienden a ser fijos, por lo que no se verán afectados por una reducción en la demanda. Además, son costes que -por usar un término gráfico- permanecen en un circuito cerrado, porque su finalidad es garantizar la viabilidad y funcionamiento del sistema en su conjunto. Por ello, la pérdida de ingresos por cargos y peajes no se puede compensar con la reducción del precio de la electricidad. Desde la concreta perspectiva del sistema eléctrico, y a partir de la valoración que hace la memoria, solo cabe concluir que la previsión es que la medida genere un déficit de algo más de cuatro millones de euros.”*

### **3. Problemática surgida a propósito del cargo por otros servicios del sistema, conocido popularmente como “impuesto al sol”**

Si bien el *cargo por otros servicios del sistema* fue derogado por el Real Decreto-ley 15/2018, entendemos que su estudio guarda interés en un trabajo como el presente; cuya pretensión es la de ofrecer un enfoque sistemático de la materia abordada.

#### **A) Una aclaración previa sobre su naturaleza jurídica: el cargo como prestación patrimonial pública de carácter no tributario**

Ante el temor de que un despliegue masivo del autoconsumo mermara las cuentas del sistema eléctrico en un contexto de déficit tarifario extraordinariamente elevado, el Gobierno decidió establecer en el Real Decreto 900/2015 un *cargo por otros servicios del sistema* que recaía sobre la energía autoconsumida, más conocido como “impuesto al sol”, cuyo sentido y estructura analizaremos enseguida.

De forma preliminar, nos gustaría aclarar la naturaleza jurídica del *cargo* como novedosa categoría parafiscal incorporada al sistema eléctrico; pues la denominación popular ha instalado la creencia de que se trata de un verdadero impuesto cuando, en rigor, no es tributario el carácter formal de la prestación anteriormente exigida por el Real Decreto 900/2015.

Resulta oportuno tomar como referencia inicial la reflexión que comparte Juan José LAVILLA RUBIRA en su estudio sobre las prestaciones patrimoniales públicas no tributarias impuestas a las empresas que operan en el sector eléctrico<sup>539</sup>:

*“Las cuestiones subyacentes al presente trabajo no son en modo alguno nuevas, pues en último término remiten al clásico problema de la financiación de los servicios públicos – por más que desde el año 1997 el suministro de energía eléctrica haya sido objeto formalmente de una despublicatio íntegra–. Sí entraña alguna novedad, sin embargo, la pretensión del legislador de establecer, junto a los dos mecanismos típicos de financiación del servicio –el presupuestario y el tarifario, expresión de los principios contributivo y conmutativo, respectivamente-, y tendencialmente casi en pie de igualdad con ellos, un tercer mecanismo, consistente en la imposición a las empresas del sector de prestaciones patrimoniales públicas no tributarias de enorme relevancia cuantitativa y cualitativa.”*

A nuestro juicio, la naturaleza jurídica de los *cargos* es de *prestación patrimonial de carácter público no tributaria*. En el presente capítulo hemos encuadrado al *cargo* (junto con la *tarifa -stricto sensu-* y el *peaje*) en el régimen tarifario del sistema eléctrico; no obstante, como bien señala Juan José LAVILLA, entendemos que el establecimiento de los *cargos* deriva, al igual que las obligaciones impuestas a las empresas que actúan en el sector eléctrico, de una potestad diferente a la *tarifaria* y a la *tributaria*.

La naturaleza jurídica de los *cargos* que se recogen, por vez primera, en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, responde a la caracterización de las *prestaciones patrimoniales públicas de carácter no tributario* realizada por el Tribunal Constitucional. A este respecto, resulta oportuno traer a colación algunos fragmentos del pronunciamiento que ha sido piedra angular de la doctrina constitucional en la materia, la STC 185/1995, de 14 de diciembre:

---

<sup>539</sup> LAVILLA RUBIRA, J.J., “Prestaciones patrimoniales públicas no tributarias impuestas a las empresas que operan en el sector eléctrico”, en LÓPEZ RAMÓN, F. (coord.), *Las prestaciones patrimoniales públicas no tributarias y la resolución extrajudicial de conflictos*, Ed. Instituto Nacional de Administración Pública (INAP), Madrid, 2015, p. 102.



*“El art. 31.3 CE, apartándose de lo que era tradicional en nuestros textos constitucionales y legales -en los que el objeto de la reserva de ley se establecía por referencia a categorías tributarias concretas-, no recurre explícitamente a ninguna de las figuras jurídicas existentes en el momento de la elaboración y aprobación de la Constitución, ni tampoco utiliza el concepto genérico de tributo, sino la expresión más amplia y abierta de ‘prestación patrimonial de carácter público’. Es cierto que la Constitución se refiere en varios preceptos a los ‘tributos’ y proclama que su establecimiento debe hacerse mediante ley (art. 133.1 CE); sin embargo, no lo es menos que, desde la perspectiva constitucional, como tendremos ocasión de reiterar, el legislador puede alterar el alcance de las figuras que hoy integran esta categoría - impuestos, tasas y contribuciones especiales-, y puede crear nuevos ingresos de Derecho público.*

*La imposición coactiva de la prestación patrimonial o, lo que es lo mismo, el establecimiento unilateral de la obligación de pago por parte del poder público sin el concurso de la voluntad del sujeto llamado a satisfacerla es, pues, en última instancia, el elemento determinante de la exigencia de reserva de ley; por ello, bien puede concluirse que la coactividad es la nota distintiva fundamental del concepto de prestación patrimonial de carácter público”.*

Asimismo, la STC (Pleno) núm. 182/1997, de 28 de octubre, recuerda lo siguiente en su fundamento jurídico 15º:

*“Como señalamos en el fundamento jurídico 3º de la STC 185/1995, una interpretación sistemática de la Constitución, ‘lleva necesariamente a no considerar como sinónimas la expresión ‘tributos’ del art. 133.1 C.E. y la más genérica de ‘prestaciones patrimoniales de carácter público’ del art. 31.3 C.E.’. De manera que, si bien puede afirmarse que todo tributo es una prestación patrimonial de carácter público, no todas estas prestaciones patrimoniales, para cuyo establecimiento el art. 31.3 C.E. exige la intervención de una Ley, tienen naturaleza tributaria. Partiendo de que la reserva de ley se configura como «una garantía de la autodisposición de la comunidad sobre sí misma» (STC 19/1987, fundamento jurídico 4º) y, en última instancia, como una garantía de la libertad patrimonial y personal del ciudadano, en la referida STC 185/1995 llegamos a la conclusión de que estamos ante una prestación patrimonial de carácter público cuando existe una ‘imposición coactiva de la prestación patrimonial o, lo que es lo mismo, el*

*establecimiento unilateral de la obligación de pago por parte del poder público sin el concurso de la voluntad del sujeto llamado a satisfacerla' (fundamento jurídico 3º). Siempre que, al mismo tiempo -debemos precisar aquí-, como se desprende de la propia expresión constitucional (prestaciones 'de carácter público', dice el art. 31.3 C.E.), la prestación, con independencia de la condición pública o privada de quien la percibe, tenga una inequívoca finalidad de interés público”.*

Son elementos necesarios de las prestaciones patrimoniales públicas de carácter no tributario, en consecuencia, los siguientes: a) la reserva de ley; b) la unilateralidad; c) la coactividad; d) el interés público<sup>540</sup>.

Ahora bien, no creemos que esta realidad permita dotar al *cargo* de autonomía suficiente como para constituir, por sí solo, un régimen jurídico diferenciable del tarifario; al menos, de acuerdo con el ordenamiento jurídico vigente. Aunque próximamente la regulación de esta novedosa figura vaya a ser desarrollada de modo independiente a través de un real decreto, su configuración en la Ley 24/2013 es conjunta, titulándose el artículo 16 de la siguiente forma: “*Peajes de acceso a las redes y cargos asociados a los costes del sistema*”.

Como advierte Joaquín TORNOS MAS: “*en los últimos años hemos asistido a un intenso debate en torno a la naturaleza de las prestaciones por servicios públicos. Este debate se ha centrado en la cuestión relativa a si estas prestaciones debían ser tasas -precios públicos de naturaleza tributaria-, o debían ser tarifas -precios privados- que el usuario abona al concesionario*”. El objeto del presente estudio nos impide profundizar en la cuestión apuntada por el profesor TORNOS (que, por lo demás, ya se encarga él de

---

<sup>540</sup> Para profundizar *vid.* GÓMEZ-FERRER RINCÓN, R., “Las prestaciones patrimoniales de carácter público y naturaleza no tributaria”, en LÓPEZ RAMÓN, F. (coord.), *Las prestaciones patrimoniales públicas no tributarias y la resolución extrajudicial de conflictos*, Ed. Instituto Nacional de Administración Pública (INAP), Madrid, 2015, pp. 31-67; LAVILLA RUBIRA, J.J., “Prestaciones patrimoniales públicas no tributarias impuestas a las empresas que operan en el sector eléctrico”, en LÓPEZ RAMÓN, F. (coord.), *Las prestaciones patrimoniales públicas no tributarias y la resolución extrajudicial de conflictos*, Ed. Instituto Nacional de Administración Pública (INAP), Madrid, 2015, p. 69-102; y BACIGALUPO SAGGESE, M., “Prestaciones patrimoniales públicas de naturaleza no tributaria: la financiación del déficit del sistema eléctrico”, en LÓPEZ RAMÓN, F. (coord.), *Las prestaciones patrimoniales públicas no tributarias y la resolución extrajudicial de conflictos*, Ed. Instituto Nacional de Administración Pública (INAP), Madrid, 2015, pp. 103-128.

comentar brillantemente<sup>541</sup>), pero sí nos sirve para apreciar la dificultad inherente a la identificación de la naturaleza jurídica que guardan las figuras prestacionales. Naturaleza cuya trascendencia no es sólo teórica, también lo es práctica; pues sirve, con carácter general, para determinar el régimen jurídico aplicable a la figura en cuestión.

Por este motivo, detectamos la siguiente anomalía en relación con los *cargos*: presentando diversa naturaleza jurídica que los *peajes*, comparten, en cuanto a sus elementos estructurales, el mismo régimen jurídico, lo que nos permite concluir que los *cargos*, sin ser fruto de la potestad tarifaria, deben encuadrarse en el régimen tarifario del sector eléctrico. Anomalía cuyo origen viene dado por la distorsionada finalidad del *cargo* como figura recaudatoria: la contribución parcial de los consumidores al gasto público generado por algunas políticas energéticas a través de la factura eléctrica, cuando se trata de una financiación que debería ser íntegramente tributaria.

Quiere decirse que, en este contexto, debe integrarse en el régimen tarifario una figura cuya naturaleza jurídica formal no es tributaria pero su finalidad material sí lo es.

#### **B) Ante la necesidad de analizar separadamente el sentido del cargo por otros servicios del sistema y su metodología**

Las valoraciones sobre el *cargo por otros servicios del sistema*, más conocido como “impuesto al sol”, se han ubicado frecuentemente en lugares extremos; sin perjuicio de que hayan sido favorables o contrarias. Por este motivo, ofreceremos a continuación nuestra particular visión acerca de la problemática. Una visión que, distanciada de las posiciones antagónicas sobradamente conocidas, tratará de analizar aisladamente las siguientes cuestiones: de un lado, la justificación del cargo por otros servicios del sistema en abstracto; y, de otro, la conformidad a Derecho de la metodología que el Real Decreto 900/2015 empleó para su establecimiento.

---

<sup>541</sup> TORNOS MAS, J. “La tarifa como forma de retribución de los concesionarios de servicios de la Ley 9/2017, de Contratos del Sector Público”, *El Cronista del Estado social y democrático de Derecho*, núm. 74 (2018), pp. 22-29.

En primer lugar, debe conocerse que el artículo 9.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, disponía -en su redacción original- lo siguiente:

*“Todos los consumidores sujetos a cualquier modalidad de autoconsumo tendrán la obligación de contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida, cuando la instalación de generación o de consumo esté conectada total o parcialmente al sistema eléctrico.*

*Para ello estarán obligados a pagar los mismos peajes de acceso a las redes, cargos asociados a los costes del sistema y costes para la provisión de los servicios de respaldo del sistema que correspondan a un consumidor no sujeto a ninguna de las modalidades de autoconsumo descritas en el apartado anterior.*

*El Gobierno podrá establecer reglamentariamente reducciones en dichos peajes, cargos y costes en los sistemas no peninsulares, cuando las modalidades de autoconsumo supongan una reducción de los costes de dichos sistemas.”*

Este apartado (ahora 9.5) fue modificado por el Real Decreto-ley 15/2018, siendo ésta su redacción vigente:

*“La energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo de cargos y peajes. En el caso en que se produzca transferencia de energía a través de la red de distribución en instalaciones próximas a efectos de autoconsumo se podrán establecer las cantidades que resulten de aplicación por el uso de dicha red de distribución. Los excedentes de las instalaciones de generación asociadas al autoconsumo estarán sometidos al mismo tratamiento que la energía producida por el resto de las instalaciones de producción, al igual que los déficits de energía que los autoconsumidores adquieran a través de la red de transporte o distribución estarán sometidos al mismo tratamiento que los del resto de consumidores.”*

Esta información es relevante porque permite saber cuál era el marco legal en el que la Administración debía elaborar el desarrollo reglamentario del autoconsumo: en un primer momento, la contribución a los costes del sistema por la energía autoconsumida era obligatoria y, tras la entrada en vigor del Real Decreto-ley 15/2018, esa misma energía eléctrica autoconsumida pasó a quedar exenta de cualquier *cargo y peaje*.

En un breve periodo de tiempo, un mismo texto legal ha recogido posiciones diametralmente opuestas. Hemos sido espectadores, por enésima vez en el sector, de una *regulación pendular*; oscilaciones que en nada favorecen la preservación de la seguridad jurídica.

#### **a) Una reflexión sobre el cargo por otros servicios del sistema**

Trataremos ahora de identificar, abstrayéndonos de la legislación mencionada, si el establecimiento del cargo por otros servicios del sistema o “impuesto al sol” se justifica desde un punto de vista jurídico.

##### **a’) El sostenimiento financiero de los costes asociados a las redes de transporte y distribución recaen de igual manera sobre todos los consumidores, acogidos o no a modalidad alguna de autoconsumo, mediante el término fijo por la potencia contratada**

La necesidad de contribuir al mantenimiento y mejora de las redes eléctricas, aun siendo autoconsumidor, entendemos que resulta indiscutible; claro está, siempre que la instalación se encuentre conectada total o parcialmente a la misma. Es esta una cuestión que subraya el Consejo de Estado en su dictamen de 17 de septiembre de 2015, según el cual *“procede insistir en que dicha contribución ha sido prevista con carácter general por el legislador, que, sin embargo, exceptúa esta obligación económica en el caso de las instalaciones aisladas, lo que explica que, conforme al proyecto, tales instalaciones queden excluidas de su ámbito de aplicación y no vengan constreñidas siquiera a inscribirse en el Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica”*. Argumento, por cierto, con el que sólo podemos coincidir parcialmente; pues, como ya advirtiéramos en páginas anteriores, la exclusión de las instalaciones aisladas respecto del ámbito subjetivo de la regulación sobre autoconsumo de energía eléctrica no debería ser total, resultando elevada la importancia que tendría su inscripción en el correspondiente

Registro Administrativo de Autoconsumo a efectos del control sobre el cumplimiento de los objetivos comunitarios en materia de energías renovables y reducción de emisiones.

Sin perjuicio del uso más o menos intenso que de la red eléctrica se haga, su puesta a disposición requiere de cuantiosas inversiones y complejos procesos industriales. Ahora, partiendo de esta premisa, es conveniente aclarar que las redes no son para el autoconsumidor un mero respaldo; nada más lejos de la realidad. Como ya explicamos al comienzo del presente estudio, las redes inteligentes van a ser el centro neurálgico de la generación distribuida, de modo que el autoconsumo de energía eléctrica sólo podrá alcanzar su óptimo económico en combinación con las redes inteligentes (bidireccionales) y demás tecnologías disruptivas (contador inteligente, baterías, vehículo eléctrico, etc.).

Esta necesidad explica que la potencia contratada por aquellos consumidores que se acojan a alguna modalidad de autoconsumo, por lo general, no se verá reducida<sup>542</sup>. La razón, según explican desde la Dirección de Regulación de Endesa, es que *“su demanda durante las horas de punta no se modificará, ya que su consumo máximo se da a última hora de la tarde o primera de la noche, cuando no hay producción fotovoltaica. Por tanto, no cambia el dimensionado de la red ni su coste, que es lo que pretende reflejar el término de potencia”*<sup>543</sup>.

Estamos totalmente de acuerdo con la primera afirmación: efectivamente, los momentos de mayor demanda (horas punta) se encuentran desacoplados -sobre todo en otoño e invierno- respecto del perfil de generación eléctrica fotovoltaica. Por esta razón (salvo que, en determinados supuestos, la utilización de baterías pudiera garantizar la continuidad del suministro en los momentos de mayor consumo desplazando el aprovechamiento del referido perfil fotovoltaico), la generalidad de los consumidores conservará su nivel actual de potencia contratada; con independencia de que cubra parte

---

<sup>542</sup> Así lo confirma la CNMC al comentar, en referencia al autoconsumo de energía eléctrica, que *“no se prevén impactos relevantes sobre la potencia contratada por los consumidores debido a que se estima que las instalaciones de generación serán principalmente de carácter renovable y que las baterías no proporcionan la capacidad de almacenamiento necesaria para permitir una reducción de la potencia contratada”*. Vid. Memoria justificativa de la Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su versión de 15 de enero de 2020, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, núm. de expediente CIR/DE/002/19, p. 79.

<sup>543</sup> ALBA RÍOS, J.J., ARAGONÉS AHNERT, V., BARQUÍN GIL, J., y MOREDA DÍAZ, E., *“La regulación del autoconsumo en España: ¿un impuesto al Sol?”*, *Revista de Obras Públicas del Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos (Ejemplar dedicado a la Energía Distribuida)*, núm. 3584 (2017), p. 43.

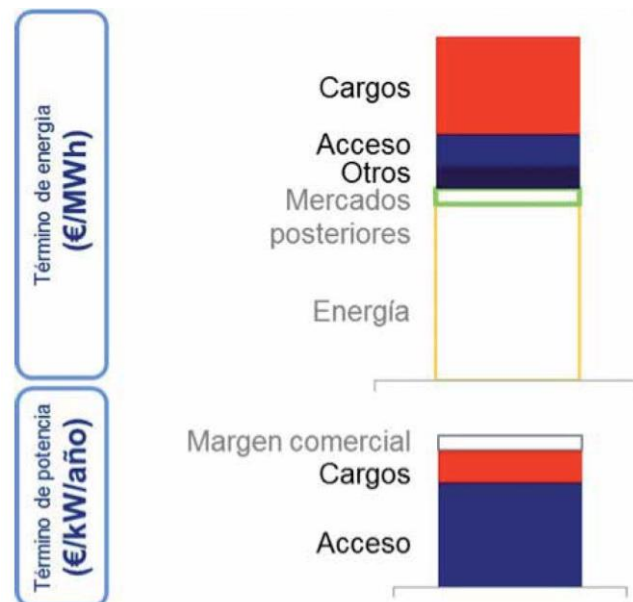
de sus necesidades energéticas realizando autoconsumo. Por consiguiente, supondría un ahorro en el término de *energía*, pero no en el de *potencia*.

De lo anterior concluimos que los autoconsumidores, por lo general, financiarán los costes del sistema en igual medida que el resto de consumidores en lo que al término de potencia se refiere. La discusión sobre el posible desequilibrio financiero, pues, debe vincularse a la recaudación que se logre mediante el término (variable) de energía.

Esta cuestión tiene relación directa con la segunda de las afirmaciones expuestas por la Dirección de Regulación de Endesa que acaban de citarse, al asegurar que la mayor parte del acceso se paga en el término de potencia.

**FIGURA 3.9**

**Relación de los términos de potencia y energía con los peajes y cargos**



*Fuente:* Dirección de Regulación de ENDESA

En este punto, guarda especial interés lo manifestado por el Ministerio para la Transición Ecológica, al reconocer que *“el desglose entre peajes y cargos sólo existe a la hora de liquidar los pagos de dichos costes en el sistema, pero no desde el punto de vista de los ingresos”*; motivo por el cual, continúa informando el Ministerio, *“se debe construir una metodología que reparta entre los sujetos del sistema eléctrico, siguiendo criterios objetivos, los costes del sistema que no se deban a actividades de las empresas de red (que deberán ser retribuidos por los peajes) ni que se deban a mercados (que*

*serán retribuidos por éstos) y que no sean sufragados con cargo a los Presupuesto Generales del Estado. El resultado de dicha asignación configurará los cargos. La metodología de cálculo de cargos deberá establecer cuáles son las variables utilizadas para repartir dichos costes, de tal manera que el reparto no resulte discriminatorio y responda a las políticas energéticas impulsadas por el Gobierno, es decir, que impulsen la eficiencia, la electrificación de la economía y la transición energética justa”<sup>544</sup>.*

En este sentido, la CNMC reconoce que, según su metodología, la asignación de los costes de transporte y distribución se realiza *“en función de los factores que inducen el coste de las redes de transporte y distribución”*. Y, *“teniendo en cuenta que la principal variable inductora de coste de las redes es la potencia en punta, el coste de las redes de transporte y distribución se recupera en un 90 % a través de un término fijo asociado a la potencia contratada por el consumidor, recuperándose a través de un término variable asociado a la energía consumida aquellos costes relacionados con la energía que circula por las redes”*; aunque matiza que, *“a efectos de transparencia y no discriminación, en tanto no se desarrolle la metodología de cálculo de los cargos, deberían publicarse los peajes de transporte y distribución implícitos en los peajes de acceso vigentes”<sup>545</sup>.*

Si el autoconsumo implica una reducción de la energía consumida, pero no de la potencia contratada, y la mayoría de los costes asociados a las redes eléctricas se imputan al término de potencia, la contribución de los autoconsumidores a la financiación de los costes e infraestructuras del sistema eléctrico sería equivalente a la realizada por el resto de los consumidores.

El problema se encontraría en la financiación de las políticas energéticas cuyos costes está previsto que sean cubiertos a través de *cargos*; dado que, si su recaudación se realiza en su mayoría mediante el término de energía y éste varía en función del consumo,

---

<sup>544</sup> “Consulta pública previa a la elaboración del real decreto por el que se establece las metodologías de cálculo de los cargos del sistema eléctrico”, Secretaría de Estado de Energía (Ministerio para la Transición Ecológica), mayo de 2019.

<sup>545</sup> Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre “El Proyecto de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y producción con autoconsumo”, de 8 de julio de 2015, con núm. de expediente IPN/DE/011/15, p. 13.



sería cierto que los autoconsumidores estarían realizando una aportación menor que los demás consumidores<sup>546</sup>.

Ahora bien, aquí radica la clave sobre la cual profundizaremos a continuación: la aportación sería menor si se compara con la realizada por consumidores que, al no adoptar ninguna medida de eficiencia energética, mantienen sus niveles de consumo habituales. Si, por el contrario, la comparación se establece respecto de aquellos consumidores que -sin acogerse a modalidad alguna de autoconsumo- deciden aplicar medidas de eficiencia energética alternativas pero equivalentes, la aportación a los ingresos del sistema eléctrico sería idéntica.

Dicho lo cual, debe tenerse en cuenta que hasta el momento ha resultado imposible discernir en qué medida los *peajes de acceso* que eran recaudados a través del término de potencia y en qué medida lo eran mediante el término de energía; al igual que ha sucedido con los *cargos*. Por ello, se desconoce con exactitud el perjuicio que el autoconsumo supondría para la financiación de las redes eléctricas vía peajes de acceso, siendo ésta la razón que ha llevado al Ministerio para la Transición Ecológica y a la CNMC a realizar una serie de estimaciones sobre el impacto del autoconsumo en la recaudación del sistema eléctrico en concepto de *peajes* y *cargos* conjuntamente.

En concreto, la CNMC señaló que *“las estimaciones consideran, en su caso, el impacto conjunto sobre los ingresos por peajes y cargos empleando la normativa vigente, con la que no es posible aún diferenciar la aportación de una y otra componente. No se alude a los posibles impactos que tendrían únicamente repercusión sobre los cargos, en tanto está por desarrollar una metodología que detalle el procedimiento para su asignación”*<sup>547</sup>.

---

<sup>546</sup> Finalmente, en virtud del texto relativo al Proyecto de Real Decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico *“se ha optado por un reparto de los cargos en los que para los consumidores de baja tensión con menos de 15 kW de potencia contratada el 25% de los mismos se recuperará a través del término fijo y el 75% a través del término variable. Para el resto de los consumidores el 40% de los cargos se recuperará a través del término fijo y el 60% a través del término variable”*.

<sup>547</sup> Vid. Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre la propuesta de real decreto por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo, de 21 de febrero de 2019, IPN/CNMC/005/19, p. 11.

De cualquier modo, si los costes cuya naturaleza es política fueran financiados íntegramente a través de los Presupuestos Generales del Estado, resultaría más sencillo identificar el alcance del autoconsumo sobre los costes e ingresos del sistema eléctrico.

**b') La clave se encuentra en la selección del *tertium comparationis***

Atendiendo a la redacción original de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, de acuerdo con la cual “*todos los consumidores sujetos a cualquier modalidad de autoconsumo tendrían la obligación de contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida, cuando la instalación de generación o de consumo estuviera conectada total o parcialmente al sistema eléctrico*” y que para ello estarían “*obligados a pagar los mismos peajes de acceso a las redes, cargos asociados a los costes del sistema y costes para la provisión de los servicios de respaldo del sistema que correspondan a un consumidor no sujeto a ninguna de las modalidades de autoconsumo*”, lo cierto es que el *cargo por otros servicios del sistema* sobre la energía autoconsumida implicaba una mayor presión tarifaria sobre los consumidores acogidos a autoconsumo en comparación con los consumidores que hubieran reducido su consumo de energía eléctrica en igual medida como consecuencia de haber adoptado otras medidas de eficiencia energética.

Es decir, una vez aprobado el *cargo por otros servicios del sistema*, el citado mandato legal únicamente se cumplía si se escogía como *tertium comparationis* a un consumidor de energía eléctrica que no hubiera adoptado ninguna medida de eficiencia energética. Sin embargo, en caso de que la comparación se estableciera respecto de un consumidor que, bien sea modificando sus hábitos de consumo o tomando acciones eficientes energéticamente (adquiriendo electrodomésticos de alta eficiencia energética, aislando su vivienda, utilizando bombillas led, etc.), lograra reducir su consumo eléctrico en cuantía equivalente al autoconsumidor, se estaría *discriminando* a éste último. La razón es simple: mientras que el ahorro del autoconsumidor (energía eléctrica generada por su propia instalación) se gravaba con los *cargos* mencionados, los consumidores que adoptaban medidas alternativas de eficiencia energética no eran sometidos a ningún tipo de *peaje* o *cargo* adicional; aportando al sistema eléctrico, en consecuencia, menor proporción que los consumidores menos eficientes y que los consumidores acogidos a alguna modalidad de autoconsumo.

Esta tesis se corrobora con lo dispuesto por el interesante informe 19/2013, de 4 de septiembre, emitido por la extinta Comisión Nacional de Energía (actual CNMC) sobre la propuesta de “Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo”. Hemos considerado oportuno transcribir aquellos fragmentos del informe relacionados directamente con el planteamiento expuesto por su elevada trascendencia (tal es así que, como recuerda el Consejo de Estado en su dictamen de 17 de septiembre de 2015, *“estas críticas tuvieron como resultado la desaparición del peaje de respaldo en la versión del proyecto de junio de 2015 y su redefinición a partir de los peajes, cargos y costes del sistema eléctrico”*):

*“La propuesta adolece de una disfunción grave que, a juicio de esta Comisión, y de acuerdo con la amplia mayoría de las alegaciones recibidas de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, imposibilita el desarrollo del autoconsumo en la práctica y no permitiría alcanzar parte de los objetivos que persigue: la imposición del llamado peaje de respaldo a la energía que es autoconsumida.*

*Al entender de esta Comisión, el diseño de la propuesta ha dado absoluta prioridad a la inmediata y completa recuperación de todos los costes del sistema, de modo que, según su preámbulo, los consumidores acogidos a modalidades de autoconsumo, tengan que hacer frente, al igual que el resto de consumidores, a los costes del sistema eléctrico por la energía que autoconsumen (energía evitada) -y que además lo hagan, cabría añadir, en la misma proporción que los restantes consumidores que no han invertido en una instalación de generación distribuida, ni contribuyen a la reducción de pérdidas en la red y a las necesidades de inversiones netas del sistema (por la reducción de congestiones en la red y en nueva capacidad de producción), o la menor dependencia energética, ni minimizan el impacto ambiental y mejoran, en definitiva, la eficiencia energética, económica y medioambiental del conjunto del sistema que, conviene recordar, es el fin último de la propuesta-.*

*Por otra parte, se justifica el peaje de respaldo en cuanto a que la generación distribuida ‘no reduce los costes de mantenimiento de las redes de transporte y distribución, ni los costes ajenos al suministro que se encuentren imputados a los peajes de acceso’, y por ello se imputa a la energía autoconsumida ‘el término variable de los peajes de acceso’. Teniendo en cuenta que estos costes hundidos tienen una naturaleza fundamentalmente*

*fija, conforme a los criterios que emanan de la Orden vigente por la que se establecen los peajes de acceso desde el 1 de agosto de 2013, no se considera justificada esta imputación porque estos consumidores ya pagan el término fijo de la tarifa de acceso para garantizarse el suministro, que es donde se concentran los costes de naturaleza fija.*

*Los argumentos de la imputación de estos conceptos a la energía autoconsumida, en opinión de esta Comisión, no se encuentran justificados. Por una parte, el término variable de los peajes de acceso no tiene una relación directa con los costes hundidos que se quieren recuperar, y la imputación de este término variable a la energía autoconsumida supondría un trato discriminatorio respecto a otros consumidores que no pagarían, en su caso, este término variable respecto a la energía susceptible de ser ahorrada.*

*Por otra parte, no se deducen del peaje de respaldo de la propuesta los beneficios sociales que están asociados a la producción distribuida y al autoconsumo, como pueden ser el ahorro por las pérdidas de energía en la red por la energía autoconsumida (aproximadamente de 7,7 €/MWh), lo que incrementa la eficiencia del sistema en su conjunto, la reducción de las inversiones netas en el sistema (por las menores congestiones de la red y las menores necesidades de capacidad instalada en generación) de muy difícil cuantificación, la menor dependencia energética del país, también de difícil cuantificación, así como el menor impacto medioambiental de las actividades eléctricas, de también difícil cuantificación al tratarse de bienes intangibles, con la excepción del valor de las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas que se puede evaluar en 1,26 €/MWh. En la normativa europea se promociona a la generación distribuida y el autoconsumo cuanto menos por todas estas razones.*

*En definitiva, la propuesta repercute sobre el importe del peaje de respaldo todos los costes del conjunto del sistema, pero no se han detraído del mismo (no se han puesto en valor) ninguna de las ventajas de la generación distribuida. Esto no constituye una buena regulación y, por otra parte, es discriminatorio. Se sacrifica la eficiencia económica a medio y largo plazo en aras de la sostenibilidad económica a corto plazo, entendida como recuperación de costes en gran parte hundidos cuya génesis precede en el tiempo y no es achacable al autoconsumo,*

*En este sentido, a juicio de la CNE, el establecimiento de un ‘peaje de respaldo’ únicamente a los consumidores acogidos a las modalidades de autoconsumo, supone un trato discriminatorio con respecto al resto de consumidores, que pudiendo reducir su consumo en el caso de que adoptaran medidas de eficiencia energética (como el aislamiento de su vivienda o el uso de lámparas de bajo consumo), no pagarían este peaje por la energía que pudieran ahorrar.”*

En suma, sin perjuicio de la necesaria contribución por parte de todos los consumidores (se encuentren acogidos o no a alguna de las modalidades de autoconsumo) a la financiación de las infraestructuras del sistema eléctrico<sup>548</sup>, la generación distribuida ofrece una serie de *externalidades positivas* que deben ser igualmente consideradas; como señaló acertadamente la CNE.

Por ende, podríamos finalizar aquí el presente apartado concluyendo que los *cargos* sobre la energía eléctrica autoconsumida carecen de justificación suficiente. Sin embargo, nos llama la atención que, conociendo el contundente informe de la CNE que acaba de ser parcialmente transcrito, el propio Consejo de Estado considerase lo siguiente en relación con el régimen tarifario establecido por el Real Decreto 900/2015 sobre la energía autoconsumida:

*“Los consumidores acogidos al autoconsumo no dejan de contribuir a la financiación de dicho sistema, pero la medida en que lo hacen viene modulada por el impacto de su consumo en los costes. En concreto, tal modulación permite acotar los conceptos que son sufragados en función del punto de medida de la energía, descartando la contribución por el ahorro energético que el autoconsumo permite, pero manteniendo invariada dicha contribución por los demás conceptos, en la medida en que no desaparecen por la existencia del autoconsumo.*

*En cuanto a la energía y su respaldo, un consumidor acogido a cualquiera de las modalidades de autoconsumo, no deberá pagar por la energía autoconsumida el coste de esa energía (pues la produce él mismo), pero sí tendrá que hacer frente al respaldo que le presta el sistema, puesto que tiene derecho a consumir en cualquier momento, por ejemplo, cuando no estuviera disponible la fuente primaria de la instalación de*

---

<sup>548</sup> Financiación que viene a materializarse mediante el término (fijo) de potencia contratada (que, por lo general, no se verá reducida) y el término (variable) de energía por la electricidad consumida a través de la red.

*generación para autoconsumo. Para tomar en consideración el coste económico ligado al hecho de estar conectado al sistema, este cargo por otros servicios del sistema se aplica a la energía autoconsumida.*

*Respecto de los cargos por costes del sistema (retribución primada a las renovables, cogeneración y residuos, retribución adicional para las instalaciones de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares y anualidad del déficit), el criterio es similar al anterior, habida cuenta de que la mayor parte de estos costes derivan de la necesidad de hacer frente a compromisos adquiridos en normas del rango adecuado, reflejo de una determinada política energética.*

*Por lo tanto, los consumidores eléctricos en autoconsumo que están conectados al sistema tienen que hacer frente de manera solidaria a los costes del mismo, evitando así que recaigan en exclusiva sobre los demás consumidores. Ello se traduce en la aplicación de los cargos asociados a los costes del sistema por la suma de la energía adquirida y autoconsumida.*

*Finalmente, en lo que atañe a los peajes de acceso (de naturaleza diferente, dado que con ellos se financian las redes eléctricas), la financiación de estas infraestructuras se lleva a cabo en función del uso que se hace de ellas, es decir, por la potencia contratada en punta y la energía medida en el punto frontera asociada a ella. Por consiguiente, los peajes se aplican sobre la energía y potencia adquiridas de la red.*

*Este esquema ofrece un resultado acorde a las exigencias legales.”*

Nos sorprende, pues, que el Consejo de Estado se aparte claramente del criterio manifestado por la CNE; asumiendo como propios, sin embargo, los argumentos recogidos en la Memoria del Análisis de Impacto Normativo elaborada por el entonces Ministerio de Industria, Energía y Turismo (si bien la parte del dictamen que acabamos de transcribir viene precedida de la siguiente confesión “*así lo explica la memoria del análisis de impacto normativo*”). En este sentido, José AMÉRIGO ALONSO reconoce que “*el Consejo de Estado, con apoyo expreso en la argumentación de la memoria del análisis de impacto normativo, respaldó la imposición modulada al autoconsumo de los conceptos económicos implícitos en toda factura eléctrica*”<sup>549</sup>.

---

<sup>549</sup> AMÉRIGO ALONSO, J., *La reforma del sector eléctrico a la luz de los dictámenes del Consejo de Estado*, Ed. Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, Madrid, 2017, p. 287.

En línea con lo anterior, mostramos la reflexión con la que finaliza la Memoria:

*“El régimen económico aquí definido permitirá la implantación de este tipo de instalaciones cuando resulte eficiente para el sistema eléctrico en su conjunto, no individualmente para un consumidor. En efecto, la inexistencia de regulación del régimen económico para este tipo de modalidades provocaría la implantación de instalaciones ineficientes para el sistema. Así, un consumidor podría instalar una generación, resultándole ventajoso económicamente al evitar el pago de determinados costes del sistema, si bien dicho coste debería repartirse entre el resto de consumidores generando una distorsión. Esta situación resultaría totalmente ineficiente para el conjunto del sistema eléctrico, y rompería los principios de solidaridad y corresponsabilidad en la financiación del servicio, creando discriminación entre consumidores”*

Se observa con claridad cómo la proyección de los *principios de solidaridad y corresponsabilidad* sobre la financiación de los costes del sistema eléctrico ha sido el argumento central empleado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, así como por el Consejo de Estado, para sostener la conformidad a Derecho de los *cargos* aplicados a la energía autoconsumida. Se trata de una teoría que, en determinados sectores de la sociedad, ha sonado convincente. No obstante, consideramos que nos hallamos ante una falacia *ad nauseam*, cuyo ánimo es el de hacer verdadero un enunciado a través de la repetición. Un ejercicio que, sorprendentemente, durante un tiempo resultó exitoso; pues, pese a la reciente derogación de los *cargos* establecidos sobre la energía autoconsumida mediante el Real Decreto-ley 15/2018, la presunta insolidaridad de los autoconsumidores terminó convirtiéndose en dogma por obra del Tribunal Supremo.

En este sentido, la STS (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª) núm. 1542/2017, de 13 de octubre, después de transcribir diversos fragmentos de la Memoria de Impacto, trata de ilustrar el mencionado argumento con la siguiente parábola:

*“Véase con un ejemplo sencillo. Un consumidor con una planta de tecnología fotovoltaica para autoconsumo, sabe que podrá disponer de electricidad en cualquier momento inmediato (esta noche, si no hay sol), dentro de varios meses (aunque esté nublado o sea de noche), y en varios años. Ese derecho a consumir en cualquier momento futuro tiene un valor económico que hay que pagar. Así, si mi instalación fuera aislada,*

*no tendría esa posibilidad y dependería de las condiciones meteorológicas en cada momento.*

*De acuerdo con ello, el consumidor, tiene que hacer frente a este coste, por la energía y potencia que consume, no por la que lo hace de la red, puesto que el operador del sistema tiene que tener en cuenta que, si en el sistema hay instalaciones de tecnología fotovoltaica para autoconsumo, aunque no vea esa demanda en un momento concreto, la demanda está ahí, y tendrá que suministrarla si las condiciones meteorológicas son desfavorables en un momento dado, es decir, aparecerá demanda oculta.*

*Ese coste de respaldo es un coste fijo del sistema, que no desaparece porque en un momento dado no consuma, sino que se repartiría entre el resto de consumidores, creando discriminación.”*

Una vez sentado lo anterior, el Tribunal Supremo concluye en su fundamento jurídico cuarto que *“el criterio empleado por el Real Decreto impugnado puede resultar objetable para la Asociación recurrente, pero no supone infracción alguna de la previsión legal del artículo 9 de la Ley del Sector Eléctrico pues no es cierto que el autoconsumo pague más cargas o peajes que el consumidor ordinario”*.

Respetamos, por supuesto, la sentencia dictada por nuestro más alto tribunal, pero no podemos estar de acuerdo con lo que en ella se manifiesta. Como venimos explicando, el respaldo o disponibilidad de la red es un derecho subjetivo vinculado al *peaje de acceso* que, tanto consumidores como autoconsumidores, abonan en igual medida a través del término fijo por la potencia contratada. Y, siendo cierto que gracias al autoconsumo se reduce la electricidad demandada de la red y, por consiguiente, lo recaudado mediante el término variable de energía, no lo es menos que se vulnera el *principio de igualdad* si la contribución a los costes del sistema eléctrico realizada por el autoconsumidor se compara con la llevada a cabo por un consumidor que no haya adoptado medida análoga de eficiencia energética; es decir, con lo que el Tribunal Supremo denomina un *“consumidor ordinario”*.

Es, en este concreto punto, donde se encuentra la clave de la cuestión: la presunta insolidaridad de los autoconsumidores es fruto de un ejercicio comparativo entre supuestos sin identidad de razón. En esta línea, a decir de Francisco RUBIO LLORENTE, *“toda igualdad es siempre relativa, pues sólo en relación con un determinado tertium*



*comparationis puede ser afirmada o negada y desde esa perspectiva sólo puede existir o no existir, de manera que el conjunto de elementos de los que se predica constituye una clase en sentido lógico, integrada por elementos absolutamente homogéneos*”<sup>550</sup>. Sabias palabras que ayudan a comprender el porqué de la conclusión alcanzada por el Tribunal Supremo, el Consejo de Estado, así como el Ministerio de Industria, Energía y Turismo: el desacierto en la selección del *tertium comparationis*.

No obstante, el Tribunal Supremo alude al *tertium comparationis* acertado en la más reciente Sentencia 678/2018, de 25 abril, dictada por la Sección 3ª de la Sala de lo Contencioso-Administrativo:

*“Según la parte actora, sería muestra de discriminación el tratamiento que se dispensa a otras alternativas de ahorro energético (se cita en la demanda como ejemplo la instalación de doble acristalamiento), que no sufren los peajes de acceso ni los cargos que se imponen al autoconsumo. El ejemplo carece de toda consistencia pues la contribución mediante el pago de peajes y cargos no se impone al autoconsumo por el hecho de contribuir al ahorro energético -lo que sería del todo ilógico- sino, como explica la Memoria de Análisis de Impacto Normativo, por el hecho de que el usuario de autoconsumo está conectado a la red y cuenta con el respaldo del sistema para los momentos en que su instalación de generación sea insuficiente para cubrir sus necesidades, siendo esta permanente disponibilidad y el respaldo que le presta el sistema lo que justifica que deba contribuir a sustentarlo.”*

En esta ocasión, en coherencia con lo argumentado hasta el momento, tampoco podemos compartir la explicación ofrecida por el Tribunal Supremo. La interpretación realizada por la Sección 3ª entendemos que no es aceptable por la siguiente razón: los *cargos* establecidos sobre la energía eléctrica autoconsumida (y, en particular, el *cargo por otros servicios del sistema*) no tienen por finalidad penalizar el ahorro energético (la Sección desmerece su propio argumento al reconocer que “*sería del todo ilógico*”); aunque, indirectamente, sea esa una de las consecuencias. Por ello, es fundamental la correcta diferenciación entre la *causa* y el *efecto*.

De modo que el principal propósito de aplicar los mencionados *cargos* sobre la energía eléctrica autoconsumida no era, naturalmente, desincentivar el cumplimiento de

---

<sup>550</sup> RUBIO LLORENTE, F., “La igualdad en la jurisprudencia del Tribunal Constitucional. Introducción”, *Revista Española de Derecho Constitucional*, núm. 31 (1991), pp. 9-36.

los objetivos marcados por la Unión Europea en materia de eficiencia energética, sino garantizar la sostenibilidad financiera del sistema; máxime en un contexto de elevadísimo déficit tarifario. Un objetivo cuyo cumplimiento, en opinión del Gobierno que aprobó el Real Decreto 900/2015, quedaría comprometido ante un posible despliegue masivo del autoconsumo<sup>551</sup>.

En definitiva, el fundamento del debate no puede girar en torno a la capacidad para conectarse a la red de aquellos consumidores acogidos a una de las modalidades de autoconsumo; pues se trata de una condición igualmente necesaria, por ejemplo, para los consumidores que deciden aislar térmicamente su vivienda a fin de reducir su consumo energético. Debe quedar claro que cualquier consumidor conectado a la red, se acoja o no a modalidad alguna de autoconsumo, dispondrá del respaldo que esta infraestructura y el sistema eléctrico en su conjunto ofrecen. Y, precisamente por ello, habrá de abonar los correspondientes *peajes de acceso*; guardando especial relevancia en este sentido el *término* de carácter fijo por la *potencia contratada*, dado que el mejor *inductor de coste* de la red eléctrica es la potencia demandada en momentos de congestión. El término de potencia otorga el derecho subjetivo de consumir hasta un límite, que será el acordado con la empresa comercializadora, elevándose el precio del peaje cuanto mayor sea la potencia contratada; lo cual resulta razonable, ya que de ello (la suma de límites acordados en relación con la potencia) dependerá el dimensionamiento de la red.

De este modo, cuanto más electricidad se consuma dentro de ese margen, mayor será la cantidad que deba pagarse en concepto del *término de energía*, siendo el *término de potencia* el que da derecho al pacífico disfrute de ese *respaldo* con independencia de cuánta energía eléctrica sea finalmente consumida; pues, recuérdese, el coste de las redes tiene carácter fijo porque debe garantizar la continuidad del suministro incluso en un escenario de máxima congestión, sin perjuicio de que el consumo medio de electricidad sea muy inferior y ese escenario quizás nunca se llegue a dar.

---

<sup>551</sup> Véase, en cuanto al propósito que subyace en la aplicación de los cargos sobre la energía autoconsumida, el siguiente fragmento del Preámbulo del Real Decreto 900/2015: “En el presente real decreto se regulan las condiciones económicas de aplicación a las modalidades de autoconsumo definidas en el artículo 9.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, determinando la aplicación tanto de los peajes de acceso como de los cargos asociados a los costes del sistema. La Ley, en relación con el autoconsumo, tiene por finalidad garantizar un desarrollo ordenado de la actividad, compatible con la necesidad de garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico en su conjunto”.

Por todo lo explicado, el carácter del *término de potencia* es *fijo*, en contraposición con el carácter *variable* del *término de energía*.

**c') El régimen tarifario del autoconsumo eléctrico debe respetar el principio de neutralidad tecnológica**

El asunto ha sido tratado, además, por la Comisión Europea en el documento titulado *"Mejores prácticas para el autoconsumo a partir de energías renovables"*, de 15 de julio de 2015, en los siguientes términos:

*"Concerns have been raised about the risk that a large-scale deployment of self-consumption could impact the remuneration of DSOs and generally the electricity tariffs of consumers, particularly in countries with high volumetric grid tariffs.*

*The various grid tariff structures provide different incentives for energy consumers. A progressive volumetric tariff encourages self-consumption, as it increases the per kWh electricity price that can be substituted by self-consumed electricity. Furthermore, it provides the strongest incentive to save electricity, which is an important EU policy objective. Time-of-use volumetric tariffs incentivise self-consumption to react to system conditions indicated by the tariff, thus leading to a reduction of the daily/seasonal peak consumption.*

*Overall, given the large variety of tariff structure models across the EU and given the differing local conditions, there may not be one-size-fits-all solution. Tariff setting should be based on objective and non-discriminatory criteria, which apply consistently to all users who are in the same situation. The different models should also correctly reflect the impact of the consumer on the electricity grid, while ensuring that regulated assets contribute to the energy transition by supporting the EU policy objectives on energy efficiency and renewable energy."*

El documento refleja una preocupación que coincidía en el aspecto cronológico con la aprobación del Real Decreto 900/2015; norma que, fruto de ese escepticismo generalizado en torno al autoconsumo, estableció una ordenación administrativa de la actividad diseñada para dificultar su despliegue masivo por las consecuencias que ello pudiera tener para la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico.

No obstante, la Comisión Europea insistió en la relevancia de tomar medidas a nivel nacional que resultasen coherentes con los objetivos fijados en materia de eficiencia

energética y energías renovables; siendo la idea esencial, en relación con la problemática que ahora nos ocupa, que las tarifas se basen en *criterios objetivos y no discriminatorios* para todos aquellos consumidores que se encuentren *en la misma situación*.

El mandato de la Comisión Europea refuerza, por ende, nuestro razonamiento: para discernir si los autoconsumidores asumen una carga tarifaria excesiva debe utilizarse como *tertium comparationis* a consumidores que se encuentren en *idéntica situación* (una inversión similar en medidas de eficiencia energética que conlleve una reducción parecida de la energía eléctrica demandada a través de la red). De lo contrario, se estaría partiendo de una premisa errónea que conduciría hasta un resultado distorsionado, aunque pudiera resultar verosímil si no se ha analizado en profundidad previamente la cuestión.

En atención a todo lo expuesto, consideramos acertada la decisión del Ministerio para la Transición Ecológica de liberar a la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos, de todo tipo de *peajes y cargos*.

En el contexto de la transición a un modelo energético descarbonizado, debiera ser el *principio de neutralidad tecnológica* el que orientara la regulación energética, dando libertad para que se aplicaran unas u otras medidas de eficiencia energética según fueran las necesidades y preferencias de los consumidores; no, como así ha sucedido durante el último lustro, un *principio de solidaridad* forzosamente interpretado en favor de una errónea comparación.

#### **d') El Derecho de la Unión Europea permite la aplicación de cargos sobre la energía autoconsumida como medida extraordinaria**

Como acaba de explicarse, el consumidor acogido a alguna de las modalidades de autoconsumo financia en igual medida que el resto de los consumidores los costes de las redes mediante el término fijo por la potencia contratada. Sí disminuirá su contribución, en mayor o menor grado, por lo que abone a través del término variable por la energía consumida; algo natural, pues en idéntica situación se encontrarán los consumidores que adopten fórmulas alternativas de eficiencia energética o que, sencillamente, decidan ahorrar modificando sus hábitos de consumo.

Sin embargo, en la convalidación parlamentaria del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los

consumidores, el diputado popular Guillermo MARISCAL ANAYA, haciendo uso del rigor técnico que caracteriza sus intervenciones parlamentarias, manifestó una postura alejada del dogmatismo mostrado por su grupo en anteriores ocasiones en relación con el autoconsumo al reconocer la dificultad de estimar el verdadero impacto de su despliegue en el sistema eléctrico<sup>552</sup>.

Unas dudas que también albergan el Consejo de Estado y las instituciones de la Unión Europea.

El Consejo de Estado, por su parte, admite en su dictamen de 28 de marzo de 2019 que la exención de todo tipo de cargos y peajes sobre la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos, que se establece en el artículo 9.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, se trata de *“una decisión que responde a criterios acertados de política energética y medioambiental y que, además de tener un impacto social y económico previsiblemente positivo en muchos ámbitos (creación de empleo, desarrollo rural, innovación), anticipa la regulación de la recientemente aprobada Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes de energías renovables”*. Sin embargo, reconoce de seguido que *“el examen del expediente suscita algunas dudas acerca del impacto de esta medida en el sistema eléctrico”*.

Por ello, el Consejo de Estado advierte al Gobierno de la necesidad de arbitrar mecanismos específicos que permitan hacer un adecuado seguimiento de la implantación del autoconsumo en España y evaluar su impacto en el conjunto del sistema; recordando, además, que la propia Ley del Sector Eléctrico le obliga a ello cuando, en el apartado primero de su artículo 13, sujeta las actuaciones de las Administraciones Públicas al

---

<sup>552</sup> “Mire, más allá de los juicios de valor, con respecto al autoconsumo, nosotros creemos que la situación actual de estabilidad del sistema permite la entrada de nuevos agentes, es cierto. ¿Que la energía solar es el futuro? Estamos totalmente de acuerdo, pero tenemos dudas, como también las tiene la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, del volumen de autoconsumo que somos capaces de asumir o de qué va a suponer esto para aquellas familias que no tengan capacidad económica o física -en este caso la dimensión de su hogar- para autoconsumir y que, por tanto, se pueda producir una transferencia de renta entre quien puede y quien no puede. Por tanto, tenemos dudas en ese sentido.” Cfr. Cortes Generales, Diario de Sesiones del Congreso de los Diputados, Pleno y Diputación Permanente, Año 2018, XII Legislatura, Sesión plenaria núm. 150, celebrada el jueves, 18 de octubre de 2018.

principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico. Un precepto legal que añade, por medio de su apartado quinto, la siguiente previsión:

*“Toda medida normativa en relación con el sector eléctrico que suponga un incremento de costes para el sistema eléctrico o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema.”*

Así pues, en línea con lo planteado por la CNMC y la Oficina de Coordinación y Calidad Normativa, el Consejo de Estado considera imprescindible que se haga una adecuada valoración periódica del impacto económico de la norma en el sistema eléctrico a través del informe que elevará anualmente la propia CNMC.

Mientras, en la Unión Europea, a pesar del decidido esfuerzo en aras de fomentar la generación distribuida y el autoconsumo, tampoco se tiene la certeza de que un elevado despliegue de la actividad fuera a resultar inocuo para los ingresos del sistema eléctrico. Tanto es así que, la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, dispone en su artículo 21.3 lo siguiente:

*“Los Estados miembros podrán aplicar cargos y tasas no discriminatorios y proporcionados a los autoconsumidores de energías renovables, en relación con su electricidad renovable autogenerada que permanezca dentro de sus locales en uno o varios de los casos siguientes:*

- a) si la electricidad renovable autogenerada cuenta realmente con ayuda a través de sistemas de apoyo, únicamente en la medida en que la viabilidad económica del proyecto y el efecto incentivador de dicha ayuda no se vean comprometidos;*
- b) a partir del 1 de diciembre de 2026, si la cuota global de instalaciones de autoconsumo supera el 8 % de la capacidad instalada total de electricidad de un Estado miembro, y si se demuestra, mediante un análisis coste-beneficio realizado por la autoridad reguladora nacional de dicho Estado miembro, llevado a cabo a través de un procedimiento abierto, transparente y participativo, que se traduce en una carga significativa desproporcionada para la sostenibilidad financiera a largo plazo del sistema eléctrico o bien crea un incentivo que excede lo que es*

*objetivamente necesario para conseguir un despliegue de energías renovables que sea eficiente en términos de costes, y que dicha carga o incentivo no puede reducirse al mínimo adoptando otras medidas razonables; o*

- c) si la electricidad renovable autogenerada se produce en instalaciones que superen 30 kW de la capacidad instalada total de electricidad.”*

No obstante, debe recordarse que la aplicación de *cargos* sobre la energía eléctrica autoconsumida guarda carácter extraordinario. El artículo 21.2 de la Directiva establece, en relación con el régimen tarifario del autoconsumo, el tratamiento ordinario de acuerdo con el cual *“los Estados miembros garantizarán que los autoconsumidores de energías renovables, de manera individual o mediante agregadores, tengan derecho a generar energía renovable, incluido para su propio consumo, sin estar sujetos en relación con la electricidad procedente de fuentes renovables autogenerada, y que permanece dentro de sus locales, a procedimientos discriminatorios o desproporcionados ni a cualquier tipo de cargo o tasa”*.

#### **b) La metodología del cargo por otros servicios del sistema**

Tras analizar en abstracto el sentido del *cargo por otros servicios del sistema* y concluir que su establecimiento significaba la *discriminación* de los autoconsumidores respecto de los consumidores que hubieran adoptado medidas alternativas de eficiencia energética, hemos entendido oportuno comentar ahora la metodología que presentaba el mencionado *cargo*.

Para ello, con el fin de facilitar la comprensión de la problemática planteada, compartiremos el contenido literal del artículo 18 del Real Decreto 900/2015, a saber:

*“Artículo 18. Cargo por otros servicios del sistema.*

*1. Mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se determinará la cuantía correspondiente al cargo por otros servicios del sistema, que se define como el pago a realizar por la función de respaldo que el conjunto del sistema eléctrico realiza para posibilitar la aplicación del autoconsumo, conforme establece el artículo 9.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.*

*Este cargo se calculará considerando el precio estimado, en cada periodo, de otros servicios del sistema eléctrico correspondientes a la demanda peninsular.*

*2. Los ingresos que se obtengan en aplicación del cargo por otros servicios del sistema irán destinados a cubrir los costes de los servicios de ajuste del sistema en los términos que se establezcan.*

*3. Las modificaciones y actualizaciones del cargo por otros servicios del sistema serán de aplicación a todos los consumidores acogidos a las distintas modalidades de autoconsumo, con independencia de la fecha en que se hayan suscrito los contratos de acceso y de suministro.*

*4. Al consumidor acogido a cualquier modalidad de autoconsumo le resultará de aplicación el cargo por otros servicios del sistema previsto en este artículo que se aplicará a la energía correspondiente al autoconsumo horario.*

*5. Conforme a lo dispuesto en el artículo 9.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se podrán establecer reglamentariamente por el Gobierno reducciones en los cargos por otros servicios del sistema en los sistemas no peninsulares y para determinadas categorías de consumidores de baja tensión de la modalidad de suministro con autoconsumo.”*

#### **a’) Breve nota sobre la terminología empleada en el cargo por otros servicios del sistema**

Sobre esta cuestión la CNE hacía la siguiente reflexión en su informe de 4 de septiembre de 2013: *“para que la regulación establecida en el proyecto de Real Decreto fuera coherente con el contenido del citado anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico, se debería hablar de ‘peajes de acceso a las redes de transporte y distribución’ y de ‘cargos necesarios para cubrir otros costes de las actividades del sistema que correspondan’, no de ‘peaje de respaldo’”*.

Nosotros entendemos que la terminología debe ajustarse a la naturaleza jurídica de la figura en la que sea subsumida. En el caso que ahora nos ocupa, el artículo 18.1 define al *cargo por otros servicios del sistema* como *“el pago a realizar por la función de respaldo que el conjunto del sistema eléctrico realiza para posibilitar la aplicación del autoconsumo”*. Quiere decirse que, al contrario de lo que sucede con los *cargos asociados a los costes del sistema* regulados en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del



Sector Eléctrico, en esta ocasión no se impone el pago en concepto de contribución a las políticas energéticas relacionadas con el sector eléctrico, sino por motivo de la función de respaldo realizada por el conjunto del sistema eléctrico; y, muy especialmente, por la red. En consecuencia, la naturaleza de la figura no es *contributiva*, sino *conmutativa*.

Por ello, entendemos que debemos apartarnos del criterio manifestado por la CNE en este aspecto; pues, en el supuesto de que hubiéramos concluido favorablemente sobre su conveniencia, consideraríamos que su *nomen iuris* debería ser el de *peaje*, no el de *cargo*.

**b') El destino de los fondos que se pretendían recaudar con el establecimiento del cargo por otros servicios del sistema**

Este asunto guarda relación directa con lo dispuesto en el artículo 18.2, apartado que transcribimos nuevamente: “*los ingresos que se obtengan en aplicación del cargo por otros servicios del sistema irán destinados a cubrir los costes de los servicios de ajuste del sistema en los términos que se establezcan*”.

El citado precepto establece una relación de identidad, pues, entre la *función de respaldo* y los *servicios de ajuste*. El término *respaldar*, según el Diccionario de la Real Academia Española, es sinónimo de “*proteger, apoyar y garantizar*”. Es la última acción, precisamente, la que mejor se ajusta al contexto del autoconsumo: la función de *respaldo* ofrecida por el conjunto del sistema pretende, en síntesis, *garantizar* el suministro de electricidad a todos los consumidores. Ahora bien, ¿esta pretensión coincide exactamente con la finalidad de los servicios de ajuste?

Los conocidos como *servicios de ajuste o de balance* son mercados cuya finalidad consiste en adecuar los programas de producción libremente establecidos por los sujetos en el mercado diario e intradiario, así como a través de la contratación bilateral (piénsese, por ejemplo, en los novedosos *Power Purchase Agreements* -conocidos como PPAs-), a los requisitos de calidad, fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico. Estos servicios o mercados son así denominados, en plural, porque integran las siguientes fases: a) solución de restricciones técnicas; b) servicios complementarios (entendiéndose por tales la reserva de potencia adicional a subir, la regulación secundaria y la regulación terciaria);

c) y la gestión de desvíos. Servicios, todos ellos, gestionados por Red Eléctrica de España (REE) como Operador del Sistema.

Así pues, observamos que la identidad establecida es parcialmente correcta; es decir, los servicios de ajuste son en efecto necesarios para garantizar la continuidad del suministro, pero sin los restantes elementos del sistema dicha continuidad no podría garantizarse. Entonces, ¿por qué estaba previsto que se destinaran los ingresos recaudados a financiar exclusivamente los *servicios de ajuste* y no los restantes mercados (diario e intradiario) y/o las redes de transporte y distribución? No existe una explicación lógica a la pregunta formulada.

La gravedad aumenta, si cabe, cuando se atiende a la expresión recogida en el propio precepto reglamentario *“irán destinados a cubrir los costes de los servicios de ajuste del sistema en los términos que se establezcan”*.

A este respecto, la CNMC consideró lo siguiente: *“El Proyecto establece que, además de los peajes y cargos, los consumidores acogidos a alguna modalidad de autoconsumo deberán hacer frente a un cargo por otros servicios del sistema. Este cargo se define como el pago por la función de respaldo del sistema, si bien ni en la LSE ni en el Proyecto se concreta en qué consisten dichos servicios de respaldo. No obstante, teniendo en cuenta lo establecido en la disposición transitoria primera del Proyecto, cabe entender que el cargo por otros servicios del sistema incluye los pagos por capacidad y los servicios de ajuste del sistema”*<sup>553</sup>.

Se observa con ello que ni tan siquiera se determina, exactamente, el destino que se daría a los correspondientes ingresos; dado que la CNMC al emplear la expresión *“cabe entender”* deja claro que realiza una interpretación finalista de la norma porque una interpretación literal, simplemente, llevaría al absurdo. Nos hallamos, en suma, ante una deficiente técnica normativa que deriva en la vulneración (tristemente normalizada en el sector eléctrico) del principio de *seguridad jurídica*.

---

<sup>553</sup> Vid. Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre “El Proyecto de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y producción con autoconsumo”, de 8 de julio de 2015, p. 15.

No obstante, es fundamental que asimismo nos cuestionemos, para determinar la disconformidad a Derecho del artículo 18.2, cuál es la forma ordinaria de retribuir la gestión de los servicios de ajuste.

Afirmaba el Tribunal Supremo, en su sentencia de 13 de octubre de 2017 -antes citada-, que como consecuencia de la intermitencia inherente a la generación fotovoltaica necesaria para el autoconsumo *“aparecerá demanda oculta”*; y, por ende, *“ese coste de respaldo es un coste fijo del sistema que no desaparece porque en un momento dado no consume, sino que se repartiría entre el resto de consumidores, creando discriminación”*. Se trata de una argumentación que, a nuestro parecer, carece de coherencia. Si apareciera demanda oculta o imprevista por efecto del carácter intermitente y no gestionable de la generación fotovoltaica, estaríamos ante un coste añadido de carácter variable (resultado, precisamente, de la propia intermitencia), no fijo.

En esta línea, la Circular 4/2019, de 27 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico, dispone en su artículo 14, bajo el título *“Financiación de la retribución del operador del sistema”*, que *“la retribución del operador del sistema será asumida, en un 50 %, por el conjunto de los productores de energía eléctrica situados en el territorio nacional y, en el otro 50 %, por el conjunto de los comercializadores y consumidores directos en mercado que actúen en el ámbito geográfico nacional”*. A continuación, en su artículo 15 llamado *“Precios a repercutir a los agentes para la financiación de la retribución del operador del sistema”*, concreta que *“los precios a repercutir a los sujetos se componen de una cuota fija y una cuota variable”*<sup>554</sup>.

Se confirma, pues, que el hipotético sobrecoste al que alude el Tribunal Supremo tendría carácter *variable* y, en consecuencia, debería ser financiado a través de una cuota

---

<sup>554</sup> Especificando sus apartados tercero y cuarto, en relación con los *servicios de ajuste*, lo siguiente:

*“3. Para cada sujeto de generación que actúe en el ámbito geográfico nacional, la cuota variable se determinará en función de su último programa horario final en el periodo liquidado, incluyendo el resultado de los servicios de ajuste multiplicado por el precio variable establecido conforme al artículo 18.*

*4. Para cada sujeto comercializador o consumidor directo en mercado, que actúe en el ámbito geográfico nacional, la cuota variable se determinará en función de su último programa horario final en el periodo liquidado, incluyendo el resultado de los servicios de ajuste multiplicado por el precio variable establecido conforme al artículo 18”.*

también *variable*. No obstante, la Circular establece que la retribución del Operador del Sistema debe ser soportada, de un lado, por los sujetos de generación y, de otro, por los comercializadores o consumidores directos en mercado. Es decir, si se reestableciera un *cargo por otros servicios del sistema* o figura similar a fin de que los autoconsumidores financiaran parcialmente la gestión de los *servicios de ajuste* encargada al Operador del Sistema, estarían siendo nuevamente discriminados; dado que ningún consumidor que no sea *directo*, con independencia de que varíe o no sus hábitos de consumo, debe financiar directamente tales labores de gestión.

Asimismo, en el supuesto de que el legislador volviera a considerar oportuna la imposición de una figura análoga al *cargo por otros servicios del sistema* (ya que, como acaba de explicarse, el Derecho de la Unión Europea lo permite siempre que concurren una serie de circunstancias), la CNMC apuntaba con acierto en su informe, de 8 de julio de 2015, que deberían descontarse los desvíos por la energía eléctrica autoconsumida “*ya que dichos desvíos suponen una variación equivalente de la energía recibida de la red de transporte y distribución, por la que ya pagan el correspondiente coste asociado*”<sup>555</sup>.

Cabe señalar, finalmente, que la propia CNMC concluyó en dicho informe lo siguiente: “*en definitiva, respecto a la metodología de asignación de los costes incluidos en el cargo por otros servicios del sistema, se sugiere que se realice independientemente para cada uno de los componentes de coste considerados y, teniendo en cuenta la naturaleza de los mismos, se traslade a los consumidores a través de un término fijo*”.

E incluso el Tribunal Supremo, que se adhirió sin reservas al criterio manifestado por la Memoria de Impacto Normativo elaborada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, reconoció en su sentencia de 13 de octubre de 2017 que “*podrá considerarse que estos criterios constituyen una metodología insuficiente, pero en todo caso, no puede afirmarse que la fijación de los cargos quede a discreción de la Administración o que el sistema resulte arbitrario por su excesiva indeterminación*”<sup>556</sup>.

---

<sup>555</sup> Interesa añadir, a efectos ilustrativos, que “*en 2014 el coste asociado a los desvíos representó, aproximadamente, el 11 % del coste total de los servicios de ajuste*”.

<sup>556</sup> Mayor complacencia con la metodología elaborada por el Ministerio mostró la Sala Tercera, en su sentencia de 25 de abril de 2018, cuando expuso lo que sigue: “*No apreciamos la indefinición que denuncia la demandante pues la significación de este cargo por otros servicios del sistema queda suficiente delimitada en el apartado 1 del artículo 18 que antes quedó transcrito, que se complementa, como la propia demandante admite, con las explicaciones que ofrece la disposición transitoria primera del Real Decreto*

Estas reflexiones ponen al descubierto, más allá de que en un contexto concreto pudiera llegarse a justificar la aplicación de un *cargo* sobre la energía autoconsumida, la notable imprecisión de la metodología contemplada en el Real Decreto 900/2015 para el *cargo por otros servicios del sistema*.

**c') Alcance del cargo por otros servicios del sistema sobre las instalaciones de generación fotovoltaica o eólica con carácter gestionable**

Anteriormente comentamos que la potencia contratada de los autoconsumidores no disminuiría, *“salvo en determinados supuestos”* en los que la utilización de sistemas de almacenamiento diversos así lo permitiera; opción por la que se han decantado, en la actualidad, parte de los consumidores acogidos a autoconsumo. Por ello, para que la explicación resulte completa, entendemos adecuado traer a colación un dictamen del organismo regulador que se pronunció detalladamente sobre la cuestión apuntada.

Primero, es menester recordar lo que establecía el Real Decreto 900/2015 en el apartado 9 de su Anexo I:

*“Potencia de aplicación de cargos se determina:*

*a. Cuando se disponga de un equipo de medida en el circuito de consumo que registre la energía consumida total por el consumidor asociado la potencia de aplicación de cargos será la potencia que correspondería facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso en un periodo tarifario si el control de la potencia demandada se realizara utilizando dicho equipo de medida y control.*

*b. Cuando no se disponga del equipo anterior, la potencia de aplicación de cargos será:*

*1.º Cuando todas las instalaciones de generación sean no gestionables, la potencia de aplicación de cargos será la potencia que correspondería facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso en un periodo tarifario si el control de la potencia demandada se realizara utilizando el equipo de medida y control ubicado en el punto frontera.*

*2.º En el resto de supuestos, la potencia de aplicación de cargos será la suma de la potencia que correspondería facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso en*

---

*900/2015, en particular el apartado 3 de dicha norma transitoria. Y no hay razón para entender que esta interrelación o complementariedad de los dos preceptos citados -el artículo 18 y la disposición transitoria primera del Real Decreto 900/2015 - constituya una vulneración del principio de seguridad jurídica”.*

*un periodo tarifario si el control de la potencia demandada se realizara utilizando el equipo de medida y control ubicado en el punto frontera más la potencia máxima de generación en el periodo tarifario.*

*A estos efectos se considerarán instalaciones de generación no gestionables las instalaciones de tecnología eólica y fotovoltaica sin elementos de acumulación.”*

Sobre la cuestión referida, destacan las siguientes observaciones formuladas por la CNMC en su informe de 8 de julio de 2015 (observaciones que, pese a su considerable extensión, hemos entendido conveniente incorporarlas íntegramente al presente texto por razón de su elevado interés):

*“(…) la aplicación de los cargos fijos en función de la potencia contratada, definidos en [€/kW], es diferente en función del carácter gestionable o no de la instalación de generación, de tal manera que se desincentiva dicho carácter gestionable por la vía de sumar a la potencia contratada en punto frontera la potencia instalada de generación conectada a la red interior del suministro.*

*Esto resulta ineficiente, pues es fácil comprender que la gestionabilidad de la producción de energía eléctrica en autoconsumo refuerza los beneficios que la generación distribuida presenta para el sistema. En efecto, si a una instalación de generación no gestionable (por ejemplo, eólica o solar fotovoltaica) se le asocia una batería u otro elemento de acumulación, es posible desplazar parte de la producción obtenida en horas en las que existiría energía eléctrica excedentaria hacia horas en las que haya consumo, pero no producción. De esta manera se reducen aún más las pérdidas en la red y se incrementa la gestionabilidad del conjunto del sistema, con lo que en última instancia se reducen los costes del sistema. Estos beneficios no son gratuitos, pues las instalaciones de generación con almacenamiento suponen una sobreinversión significativa respecto a las que carecen de él, pero debe tenerse presente que dicho sobrecoste es soportado en su totalidad por el propio autoconsumidor.*

*En el caso de las instalaciones de tecnología solar fotovoltaica o eólica, dispongan o no de «elementos de acumulación», el consumidor asociado difícilmente podrá reducir la potencia contratada, con lo que, de instalar elementos de acumulación, soportará una penalización innecesaria. En el resto de las instalaciones, gracias, bien a la existencia de elementos de acumulación, bien a la utilización de una tecnología gestionable, el consumidor podría considerar reducir la potencia contratada, buscando una solución*

*que redujera los flujos de energía en las redes y una mejor adaptación de la autoproducción a su curva de carga, pero la redacción dada al Proyecto lo desincentiva en gran medida. Esto iría en contra de una mejor eficiencia energética en el conjunto de la operación del sistema, y de la evolución en los sistemas de generación distribuida, que tienden en la actualidad a la integración con sistemas de almacenamiento también distribuido, especialmente en la forma de baterías de precio cada vez más competitivo y que alcanzan progresivamente mejores rendimientos. De hecho, la normativa en vigor promueve, mediante la denominada tarifa supervalle y otras medidas incentivadoras, el más extendido de dichos sistemas de almacenamiento distribuido, cual es el vehículo eléctrico.*

*De lo anterior se sigue que la distinta aplicación de los cargos por potencia «según la tecnología de la instalación de generación», en la redacción del Proyecto, no obedece a razones técnicas, ni guarda relación con la inducción de costes del sistema, ni se corresponde con la modalidad de autoconsumo. Cabe llegar a la conclusión de que la aplicación de los cargos por potencia propuesta no persigue sino mantener invariable la estructura actual de los ingresos del sistema con independencia de que los consumidores acogidos a alguna de las modalidades de autoconsumo sean capaces de, gracias a una inversión adicional en sistemas de acumulación, o a la elección de una forma de generación gestionable, reducir parcialmente su potencia contratada.*

*Pues bien, de ser este el caso, tal criterio no resulta eficiente como principio sobre el que asentar un adecuado reparto de los cargos, ni siquiera de forma transitoria. De seguirse de forma consistente esta misma línea de actuación, cabría impedir al resto de los consumidores (los no acogidos a ninguna modalidad de autoconsumo) que redujeran su potencia contratada como resultado de haber incurrido en determinados costes para optimizar su curva de carga o mejorar su eficiencia energética.”*

Valiente y acertada reflexión de la CNMC. La aplicación de un *cargo* más gravoso sobre las instalaciones de autoconsumo con carácter gestionable sería incoherente: a) con el actual contexto, ya que resultaría contraria al propósito que guarda el marco legislativo europeo de fomentar la progresiva implantación de un modelo de generación distribuida; b) con el esquema tarifario aplicado sobre el resto de los consumidores, dado que no recibirían tratamiento análogo las medidas alternativas de eficiencia energética; c) y con el funcionamiento del sistema eléctrico, puesto que se estaría desincentivando una

actividad beneficiosa para la reducción de pérdidas -por evitar congestiones con el desplazamiento de la curva- y para la operación del sistema por la flexibilidad que ofrece.

Si bien es cierto que la actividad administrativa de ordenación, cualquiera que sea la realidad ordenada, es siempre compleja; esta complejidad se incrementa, más si cabe, en el ámbito del sector eléctrico. Sin embargo, conviene que los reguladores (gobernantes, legisladores y autoridades administrativas independientes) resulten capaces de ponderar adecuadamente los diversos intereses en juego y, sobre todo, de evitar aquellas medidas que puedan suponer para el conjunto de la sociedad mayor *coste* que *beneficio*.

### **C) Sostenibilidad medioambiental *versus* sostenibilidad financiera**

El modelo de regulación que establece en materia de autoconsumo la Directiva 2018/2001/UE, de 11 de diciembre, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, consideramos que resulta acertado.

No obstante, debe advertirse que a nivel interno la cláusula contenida en el artículo 13.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, pondría -aparentemente- en duda la legalidad del autoconsumo eléctrico si, de acuerdo con las estimaciones del Ministerio para la Transición Ecológica y de la CNMC, por cada 100 MW de potencia instalada en autoconsumo se produjera una reducción de ingresos del sistema por peajes y cargos de entre 2 y 5 millones de euros, sin que ésta fuera compensada en igual medida.

Una compensación cuyo cálculo presenta una elevada dificultad, pues, como reconocía el Consejo de Estado, las externalidades positivas de la actividad son notables y afectan a esferas tan diversas como la medioambiental, la económica y la laboral.

Además, cabe añadir, muchas de las ventajas que ofrece son de carácter intangible (como la posibilidad de crear nuevas formas de organización social -piénsese, por ejemplo, en las comunidades energéticas locales- o la contribución a la operación del sistema a través de la flexibilidad ofrecida) y, por ello, de imposible traslación a euros.

De tal modo que, siendo conveniente la existencia del principio de sostenibilidad financiera del sistema eléctrico recogido en el artículo 13 de la Ley 24/2013 y, por ende, una relación entre ingresos y costes que conduzca al equilibrio del sistema, en materia de autoconsumo entendemos que no debería resultar directamente aplicable.



Asimismo, debe precisarse que la legalidad del autoconsumo de energía eléctrica no puede ser puesta en duda, en sentido estricto, puesto que el artículo 9 de la propia Ley del Sector Eléctrico contempla el ejercicio de la actividad. Un ejercicio que, en virtud de lo dispuesto por su apartado quinto, queda exento de todo tipo de cargos y peajes en lo referido a la energía autoconsumida.

En definitiva, observamos que se produce un conflicto entre lo permitido por el artículo 9 de la Ley del Sector Eléctrico, el autoconsumo de energía eléctrica, y lo exigido por el artículo 13, el equilibrio financiero del sistema eléctrico; siempre, claro está, que el autoconsumo implicara una reducción de ingresos que no fuera compensada.

Este conflicto entendemos que debe ser resuelto desplazando, en este concreto ámbito, el principio de sostenibilidad financiera del sistema eléctrico. En primer lugar, porque la Unión Europea ha establecido como vinculante para los Estados miembros el principio “*primero, la eficiencia energética*” con el Reglamento 2018/1999/UE, de 11 de diciembre, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima. Y, en segundo lugar, porque la propia Ley del Sector Eléctrico permite el autoconsumo.

También interesa destacar que, si bien el despliegue del autoconsumo supondría (según las estimaciones del Ministerio para la Transición Ecológica y de la CNMC) una reducción de ingresos del sistema por peajes y cargos de entre 2 y 5 millones de euros al año por cada 100 MW instalados, tales ingresos son anualmente de, aproximadamente, 15.500 millones de euros. Lo que significa que, incluso en el escenario -muy optimista- de que en 2030 haya instalados en España 7.400 MW de autoconsumo<sup>557</sup>, la reducción que implicaría en los ingresos recaudados a través de peajes y cargos se situaría en torno al 2 % del total. Una cifra que, ciertamente, resulta de escasa relevancia; especialmente

---

<sup>557</sup> A este respecto “*el director de UNEF declaró que, en la hoja de ruta hacia la transición energética del Gobierno, fijada en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) a 2030, debe existir «un objetivo específico» para la generación distribuida del autoconsumo fotovoltaico, «con un equivalente al 20 % de la nueva potencia». Es decir, el 20 % de los 37 GW de potencia fotovoltaica que recoge el PNIEC para el año 2030 deberían ser de autoconsumo, lo que supone 7,4 GW*”.

Titular de la noticia: “El UNEF espera que se instalen 7,4 GW de autoconsumo para el año 2030”, (28 de mayo de 2019), de PV Magazine (*periódico digital especializado en mercados y tecnología solar*).

Recuperado de:

<https://www.pv-magazine.es/2019/05/28/unef-espera-que-se-instalen-74-gw-de-autoconsumo-para-el-ano-2030/>

si se tiene presente que en ese cálculo no se contemplan las externalidades positivas que trae consigo el autoconsumo de energía eléctrica.

**FIGURA 3.10**

**Ingresos del sistema eléctrico en concepto de peajes y cargos (en miles de euros)**

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Ingresos por peajes de acceso, cargos y otros (A)</b>	<b>15.389.219</b>	<b>15.461.818</b>	<b>15.534.417</b>	<b>15.645.016</b>	<b>15.815.415</b>	<b>15.985.814</b>
<b>Ingresos externos a peajes (B)</b>	<b>3.320.000</b>	<b>3.169.822</b>	<b>3.195.530</b>	<b>3.246.498</b>	<b>3.270.261</b>	<b>3.340.929</b>
Ingresos Ley 15/2012	2.989.700	2.819.822	2.845.530	2.896.498	2.920.261	2.990.929
Ingresos subastas CO <sub>2</sub>	330.300	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000
<b>Ingresos totales (A) + (B)</b>	<b>18.709.219</b>	<b>18.631.640</b>	<b>18.729.947</b>	<b>18.891.514</b>	<b>19.085.676</b>	<b>19.326.743</b>
Δ sobre año anterior		-0,4%	0,5%	0,9%	1,0%	1,3%

*Fuente:* Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)

Así las cosas, en caso de producirse un despliegue masivo del autoconsumo en los próximos años que implicara un desajuste anual significativo entre los ingresos y costes del sistema -lo cual resulta, a la luz de los datos que acabamos de ofrecer, muy poco probable-, entendemos razonable que se compensara con mecanismos presupuestarios por tratarse de una decisión, el fomento del autoconsumo, de naturaleza política; siendo la prueba más evidente de ello la evolución del contenido relativo al artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Estas modificaciones -y las vinculadas a su desarrollo reglamentario- han servido para que Gobiernos de distinto signo político impulsaran según conviniera, desde la actividad de ordenación, un fomento negativo o positivo del autoconsumo eléctrico.

Sin embargo, también resultaría compatible con el Derecho de la Unión Europea que, sólo si concurren las circunstancias previstas en el artículo 21.3 de la Directiva (UE) 2018/2001, se compensara con la aplicación de cargos sobre la energía autoconsumida; una solución que conllevaría la reforma de nuestro Derecho interno.

Ahora bien, tras el menoscabo que ha supuesto para el desarrollo del autoconsumo en España durante el último lustro el establecimiento de peajes y cargos sobre la energía autoconsumida, consideramos que una modificación de nuestro ordenamiento jurídico a fin de recuperar alguna de las figuras citadas resultaría muy inconveniente; aunque el Derecho de la Unión Europea lo permita.

La contraposición, en apariencia insalvable, entre sostenibilidad medioambiental y sostenibilidad financiera, si se plantea como una elección termina degenerando en una falacia; especialmente en lo relacionado con el autoconsumo. Si bien es cierto que desde una perspectiva jurídico-formal se produce una situación de conflicto, las cifras traídas a colación ponen de manifiesto cómo la relación que vincula al elemento medioambiental con el financiero no es de alternatividad, sino de complementariedad. Una combinación que se lograría, a nuestro juicio, desplazando el principio de sostenibilidad financiera en favor del principio de eficiencia energética, técnica que no implicaría la vulneración del primero; nada más lejos. Este escenario exige, sencillamente, que los remedios adoptados en sede financiera no perjudiquen el normal despliegue del autoconsumo.

Una vez sentado el comentario estrictamente jurídico, finalizamos señalando que, en términos de política energética, sería del todo irresponsable que se desperdiciara la oportunidad consistente en que el autoconsumo eléctrico alcanzara su pleno potencial en un país como España; óptimo para la instalación de tecnología fotovoltaica. Máxime cuando la oportunidad del autoconsumo significa, como se desprende de la lectura de esta tesis doctoral, la ocasión de avanzar hacia un nuevo modelo energético.

## CONCLUSIONES

---

### **PRIMERA. La construcción teórica de un sistema a través de círculos concéntricos**

Las principales conclusiones del presente estudio sólo pueden comprenderse desde la creación de un sistema. Hemos de confesar, en este sentido, que la pretensión inicial era analizar de forma exclusiva el régimen jurídico del autoconsumo de energía eléctrica; cuestión que, desde la aprobación del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, ha generado un ruidoso y polarizado debate. Una ausencia de moderación que, en buena medida, ha venido motivada por la escasez de pronunciamientos doctrinales sobre el particular.

Así pues, el tema referido reunía varios de los elementos convenientes para la elaboración de un trabajo doctoral: interés, necesidad y actualidad. Sin embargo, según fuimos avanzando en el preliminar estudio de la problemática, advertimos cómo un riguroso enfoque de la misma exigía extender el ámbito objetivo de la investigación en dos trayectorias diversas: una *vertical*, que incluyera el contexto en el que la actividad de autoconsumo se desarrolla; y otra *horizontal*, que fuera capaz de abarcar algunas nociones económicas y técnicas a fin de favorecer una cierta coherencia entre la ordenación jurídica propuesta y la realidad ordenada.

La actitud metodológica inherente al jurista académico es la causa que, con mayor o menor acierto, nos ha conducido hasta la presente construcción sistemática. Una sistematicidad que, visualmente, sólo puede reconocerse en su proyección vertical; dado que, para tomar conciencia de la horizontal (interacción entre razonamientos jurídicos, técnicos y económicos), resulta necesario profundizar en el contenido del estudio.

Desde una perspectiva *inductiva* (de lo particular a lo general), entendemos que el gran valor del autoconsumo como actividad radica: de un lado, en su capacidad de acercar la generación de electricidad al punto de consumo; y, de otro lado, en la posibilidad que ofrece actualmente de hacerlo utilizando exclusivamente fuentes de energía renovables. Por ello, decidimos que el análisis regulatorio del autoconsumo, siendo necesario, no debía formularse aisladamente. El autoconsumo de electricidad, puesto en relación con

determinadas innovaciones de carácter disruptivo (las redes de distribución inteligentes, el almacenamiento, así como la movilidad eléctrica), plantea un escenario absolutamente novedoso respecto de la tradicional generación de electricidad mediante grandes centrales térmicas ubicadas a cientos de kilómetros de los consumidores. Nos hallamos, pues, ante la *generación distribuida* como un nuevo modelo energético hacia el cual debe avanzarse sin perder de vista que, mientras tanto, la clásica *generación centralizada* debe continuar funcionando, en mayor o menor medida, para garantizar la seguridad del suministro.

Es decir, se está abandonando el viejo modelo y construyendo el nuevo: una transformación que se integra en un proceso de mayores dimensiones, conocido como *transición energética*, cuya finalidad última es descarbonizar la actividad económica para mitigar los efectos del *cambio climático*.

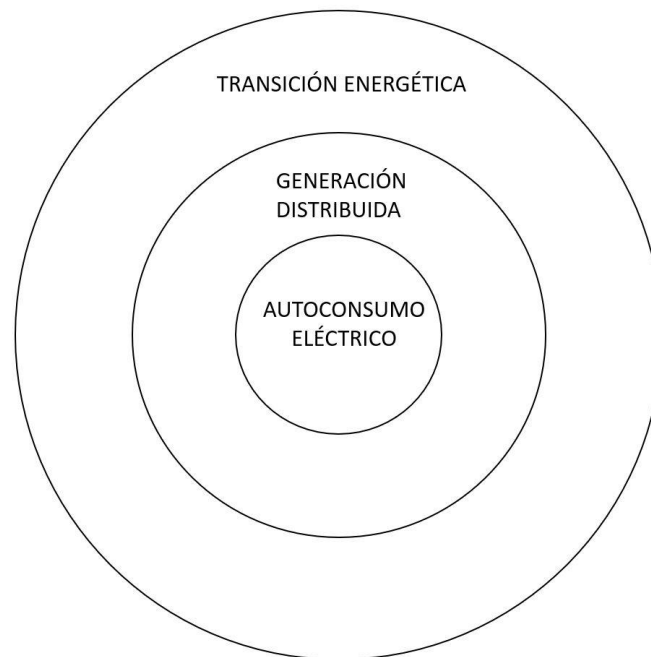
Ahora bien, desde una perspectiva *deductiva* (de lo general a lo particular), el discurso conserva idéntica lógica; aunque, naturalmente, en sentido inverso. La sociedad en su conjunto (ciudadanos, empresas y gobiernos), una vez toma conciencia sobre la gravedad del denominado *cambio climático*, decide modificar parcialmente sus hábitos de consumo en aras de mitigar progresivamente los perversos efectos que pueda traer consigo el calentamiento global. Para ello, se alcanza un cierto consenso: debe reducirse notablemente la emisión de gases de efecto invernadero; y, especialmente, de dióxido de carbono. Un objetivo, la *descarbonización*, cuyo cumplimiento depende principalmente de cuán exitosa sea la aplicación de los siguientes medios: el aumento de la eficiencia energética y la progresiva electrificación de las diversas actividades económicas (siempre que, lógicamente, la electricidad sea generada con fuentes de energía renovables). Se pretende, por consiguiente, transitar hacia un nuevo paradigma energético. Un modelo que encuentra en la *generación distribuida* todos los instrumentos necesarios para implementar los medios referidos (eficiencia y electrificación) y lograr el fin perseguido (descarbonizar). La generación distribuida, sin embargo, no surge de manera espontánea; la actividad que posibilita su aparición es el *autoconsumo*. De modo que la generación distribuida es un concepto más amplio que el de autoconsumo, presentándose como el escenario en el que tienen lugar las actividades (agregación de demanda) e innovaciones tecnológicas (contadores inteligentes, redes interconectadas, vehículo eléctrico, baterías, etc.) que, por razón de su carácter disruptivo, posibilitan novedosas formas de producir y consumir electricidad. Un nuevo paradigma que, insistimos, se concreta en la figura del

autoconsumo; pues, siendo que sus beneficios pueden ser potenciados si se combina con las tecnológicas de generación distribuida que acaban de mencionarse, tales recursos de modo aislado carecerían de la capacidad transformadora requerida para un cambio radical de modelo como el pretendido en el contexto de la transición energética.

Una vez sentado lo anterior, cabe reconocer que la exposición deductiva del presente estudio responde, esencialmente, a la búsqueda del criterio sistemático. En el descenso de lo general (la transición energética) a lo particular (el autoconsumo), parando entretanto en el estadio intermedio (la generación distribuida), hemos hallado la más certera vía para dar forma unitaria al conocimiento de la problemática abordada; pues, esa unidad, entendemos que sólo puede comprenderse desde su ordenación en círculos concéntricos.

**FIGURA C.1**

**Estudio sistemático de la problemática abordada a modo de círculos concéntricos**



*Fuente:* Elaboración propia

Por ello, la extensión del análisis realizado resulta inversamente proporcional a la amplitud de cada uno de los círculos objeto de estudio: sobre la *transición energética*, el más amplio círculo, ofrecemos una presentación general; en el ámbito de la *generación distribuida*, el círculo intermedio representativo del nuevo paradigma, examinamos tanto sus bases conceptuales como las actividades y tecnologías en ella comprendidas; y, en relación con el *autoconsumo de electricidad*, por tratarse del círculo más reducido y, a su vez, el epicentro tanto de la transición energética como de la generación distribuida, es el que abordamos con mayor detalle al estudiar profundamente sus aspectos regulatorios (la consideración jurídica de la actividad, sus modalidades técnicas, así como su régimen económico y tarifario).

**SEGUNDA. Transición energética: ante la necesidad de distinguir entre el fin (descarbonizar la economía) y uno de los medios para lograrlo (el modelo de generación distribuida)**

La preocupación por los efectos derivados del fenómeno conocido como *cambio climático* está provocando multitud de reacciones a nivel gubernativo. En esta línea, debe señalarse que, el 21 de enero de 2020, el Consejo de Ministros aprobó la “*Declaración de Emergencia Climática y Ambiental en España*” con el fin de combatir sus efectos a través de políticas transversales. Sin embargo, el problema climático no es singularmente novedoso; siendo prueba de ello que la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático fuera aprobada, en Nueva York, el 9 de mayo de 1992.

Entonces, ¿por qué razón se inicia la transición hacia un modelo energético más sostenible tres décadas después? La respuesta es sencilla: porque, además de haber aumentado la preocupación acerca del calentamiento global, el desarrollo tecnológico actual permite lo que hasta el momento había sido irrealizable. Es lo que Klaus SCHWAB ha denominado, con especial acierto, la *Cuarta Revolución Industrial*. De modo que, la transición energética. es el fruto de la interacción entre la emergencia climática y la revolución tecnológica; pues, sin la concurrencia de ambas circunstancias, no se habría dado una sinergia tan elevada como la subyacente en la citada transición.

No obstante, en cualquier transición -sea o no energética- se inicia un viaje hacia un destino normalmente incierto. Se vive un periodo durante el cual no se termina de abandonar lo viejo ni de asumir lo nuevo. Precisamente, la distinción entre el *viejo* y el

*nuevo* poder, que explican con claridad por Jeremy HEIMANS y Henry TIMMS, refleja perfectamente cómo la *digitalización* está siendo capaz de transformar la sociedad por completo al posibilitar nuevas fórmulas de organización y crear nuevas expectativas.

En el ámbito energético las nuevas formas de producir y consumir electricidad conllevan una progresiva *descentralización* del poder: de un lado, la descentralización es *territorial*, por acercarse geográficamente la generación al consumo (de hecho, en un modelo estricto de generación distribuida, la red de transporte sería prescindible); y, de otro lado, la descentralización es *empresarial*, ya que el modelo tradicional de generación centralizada (grandes centrales térmicas, nucleares e hidroeléctricas -y, en el contexto renovable, habría que añadir los grandes parques eólicos y los fotovoltaicos-) había sido sustentado empresarialmente por un oligopolio, escenario que cambiará progresivamente tras la aparición de la generación distribuida (pequeñas instalaciones solares, aunque las eólicas y las vinculadas a la biomasa también puedan contribuir de forma relevante en este nuevo modelo) y la consecuente atomización del mercado.

Debe observarse, además, que el *nuevo poder* presenta estructuras radicalmente diversas a las empleadas tradicionalmente por el *viejo poder*. Las nuevas plataformas no son propietarias de los activos que, en su propio espacio, resultan objeto de transacción; prestan, simplemente, un servicio que los anglosajones han definido como *marketplace*. Un funcionamiento similar es el que se identifica en el sector eléctrico respecto de la *agregación de la demanda*. Aunque los agregadores no se limiten a poner en contacto compradores con vendedores, dado que la agrupación de pequeños productores y el ofrecimiento de flexibilidad en el mercado eléctrico reduciendo lo disgregado a la unidad es tarea más compleja, cumplen con la característica antes indicada: los activos con los que transaccionan no son de su propiedad.

En suma, aparecen nuevas necesidades que son cubiertas por nuevos agentes, viéndose alterado el rol tanto de los que ya operaban en el mercado como de los propios consumidores. En consecuencia, varía sustancialmente el esquema regulatorio clásico del sector eléctrico (generación, transporte, distribución y comercialización). No obstante, lo nuevo debe convivir con lo antiguo durante un tiempo indeterminado; es decir, durante la transición.



Además, la dificultad de ordenar jurídicamente la transición energética se eleva si atendemos a los elementos tecnológicos y económicos del marco tradicional.

En cuanto a los tecnológicos, se sucederán una serie de alteraciones que afectarán especialmente a las fuentes de energía empleadas hasta la fecha. El *mix* energético sufrirá diversas modificaciones, siendo las de mayor relevancia el cierre progresivo de centrales térmicas para ofrecer paso a la instalación de nueva capacidad renovable. Sin embargo, se trata de un proceso que, a nuestro juicio, será escalonado y parcial. El gas natural y los hidrocarburos líquidos son fuentes que resultan fundamentales para que la seguridad del suministro sea garantizada mientras dure la transición energética. E, incluso, una vez nos encontremos preparados para asimilar un *mix* enteramente renovable, tanto el gas natural como los hidrocarburos líquidos habrán experimentado su propia transición para ofrecer soluciones basadas en biogases y biocombustibles capaces de contribuir en un escenario descarbonizado.

Y, en relación con los económicos, parece razonable aprovechar las economías de escala proporcionadas por las grandes centrales hidroeléctricas, parques eólicos y huertos solares, así como la excelente red de transporte con la que cuenta nuestro solar patrio.

Así pues, nos enfrentamos a un contexto extremadamente complejo. La transición nos lleva hacia un nuevo paradigma (la generación distribuida) sin abandonar totalmente el tradicional modelo (la generación centralizada), sino reconvirtiéndolo. Un proceso de reconversión industrial cuyo alcance, especialmente en materia laboral, despierta una notable preocupación; sobre todo, en aquellas zonas que históricamente han vivido de la minería. En el tratamiento de esta problemática están llamados a ser clave unos novedosos instrumentos que incorporará a nuestro ordenamiento jurídico la futura Ley de Cambio Climático y Transición Energética: los denominados *convenios de transición justa*.

Asimismo, la descentralización territorial y empresarial impulsada por el nuevo modelo conlleva lo que se conoce popularmente como la *democratización de la energía*, un fenómeno que posiciona a los ciudadanos en el centro del sistema. Por ello, resulta imposible conocer con exactitud hacia dónde nos conduce la transición energética. Nos hallamos ante un nuevo escenario energético cuyo despliegue depende, en buena medida, del desarrollo tecnológico disponible y de su aceptación por parte de los consumidores.

La función directora que han asumido tradicionalmente Administración y grandes compañías eléctricas, según fuera la planificación vinculante o indicativa en virtud del modelo regulatorio vigente, quedará gradualmente desplazada en lo que se refiere a las nuevas formas de producir y consumir electricidad; no así, por el contrario, en lo relativo a la generación centralizada.

La consecuencia final de todo este proceso encomienda al Derecho en general, y al Derecho Administrativo en particular, una elevada misión: la de ordenar con sabiduría un sector en el que lo viejo y lo nuevo coexisten sin llegar a converger plenamente y que, respondiendo cada modelo energético a sus concretas estructuras de poder, se mantienen en constante evolución.

Una cuestión compleja cuyo alcance podría ser significativo, por ejemplo, sobre el Derecho de la Competencia; dado que, en virtud de lo establecido sobre la toma de participaciones en el sector energético por la disposición adicional novena de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (antigua función 14 de la Comisión Nacional de Energía), el Ministerio competente en materia de Energía se encuentra facultado para establecer condiciones cuando exista *una amenaza real y suficientemente grave para la garantía de suministro de electricidad*. Por consiguiente, en un escenario en el que el autoconsumo de energía eléctrica haya alcanzado un despliegue considerable, como el planteado por la consultora Deloitte<sup>558</sup>, los parámetros utilizados tradicionalmente para medir la trascendencia de tales operaciones mercantiles sobre la seguridad del suministro podrían variar.

En definitiva, al ser la transición energética una problemática con alcance global, el Estado se presenta como un aparato secundario, sin capacidad suficiente para responder con la eficacia requerida a los retos planteados por la descarbonización.

Por ello, resulta fundamental el liderazgo asumido en esta empresa por la Unión Europea, destacando el Cuarto Paquete legislativo en materia de energía. Se trata de un conjunto de directivas y reglamentos comunitarios que, con la denominación oficial de

---

<sup>558</sup> Según expone Deloitte en su informe, de 3 de diciembre de 2018, titulado “La contribución de las redes eléctricas a la descarbonización de la generación eléctrica y la movilidad”: “*la estimación para el período 2018-2030 considera un despliegue representativo de ~1 millón de instalaciones de autoconsumo con una capacidad de 5,0-6,5 GW*”.

*“Energía limpia para todos los europeos”*, configura el marco normativo de la política energética europea para el periodo 2021-2030.

Una agenda regulatoria oportuna y ambiciosa que, a nuestro entender, ofrece los instrumentos necesarios a los diferentes Estados miembros para abordar la transición energética en condiciones adecuadas: unos actos legislativos que permiten el desarrollo tecnológico y la convivencia de ambos modelos (centralizado y distribuido) en un marco que ofrece seguridad jurídica, así como un nuevo sistema de gobernanza que, a través de los planes nacionales integrados de energía y clima, tratará de evitar la repetición de los *fallos del Gobierno* derivados de la ausencia de planificación.

Una cuestión, la energética, que otorga hoy mayor vigencia -si cabe- a las palabras pronunciadas por el filósofo Jürgen HABERMAS: *“hay una grotesca desproporción entre la influencia profunda que la política europea tiene sobre nuestras vidas y la escasa atención que se le presta en cada país”*.

**TERCERA. Generación distribuida: un nuevo modelo energético flexible, eficiente y sostenible -que permite por vez primera, la participación de los consumidores en los mercados de electricidad-, cuyo funcionamiento debe ser comprendido desde el principio de neutralidad tecnológica**

Tradicionalmente el sector eléctrico ha tenido que ajustar su funcionamiento a dos singularidades de elevada trascendencia: la imposibilidad de almacenar la electricidad y la incapacidad de los consumidores para participar de forma activa en el mercado.

Unas notas características que han obligado a casar instantáneamente la oferta con la demanda, así como a gestionar el mercado desde la producción; con la dificultad técnica que ello implica y la sobreinversión que el exceso de capacidad disponible requiere.

Ahora, sin embargo, el incipiente modelo energético de generación distribuida contribuye a la ruptura de las barreras señaladas: de un lado, mediante el almacenamiento de energía eléctrica a través de baterías y vehículos eléctricos; y, de otro lado, permitiendo a los consumidores que participen de forma activa en el mercado eléctrico gracias a la información proporcionada por los contadores inteligentes y a los servicios prestados por los agregadores.

Avances que únicamente podrán desarrollarse adecuadamente a través de unas redes de distribución que experimenten importantes mejoras técnicas y alcancen una elevada conectividad; pues sólo así se logrará la integración en un mismo espacio de los recursos energéticos que, rompiendo con el esquema clásico del sector, son capaces de verter electricidad a la red desde el punto de consumo permitiendo un *flujo bidireccional*.

Esta combinación de recursos energéticos distribuidos está suscitando, además, una novedosa forma de organización: las *comunidades energéticas locales*. Se trata de un instrumento que permitirá la asociación de consumidores para que generen, consuman, almacenen y vendan su propia electricidad de origen renovable e, incluso, implementen sus propios sistemas de climatización mediante redes de calor y frío. Una opción cuyo ejercicio únicamente resulta posible a través del autoconsumo colectivo; y que, gracias a su versatilidad (adaptación a una comunidad de propietarios, un barrio, un polígono industrial, etc.), puede ser una eficaz herramienta en la lucha contra la pobreza energética. Una realidad absolutamente disruptiva que conduce a una genuina interacción entre el mercado eléctrico mayorista y los nuevos *mercados eléctricos locales*; un sistema que, pese a encontrarse todavía en fase de experimentación, es indicativo de las importantes transformaciones que va a experimentar la operación del mercado como consecuencia de la transición hacia un modelo renovable, flexible y distribuido.

Unas comunidades energéticas locales que, en virtud de lo dispuesto por el Plan Integrado de Energía y Clima 2021-2030 diseñado por el Gobierno de España, tendrán reservada una cuota anual en las subastas de nueva capacidad renovable y podrán acceder a un contrato para la venta de su energía eléctrica a un precio fijo ligado al resultado de las mismas. Se trataría de una excelente medida regulatoria que contribuiría a la pacífica coexistencia de la gran y pequeña escala: uno de los mayores retos a los que se enfrenta la transición energética.

Un reto que no implica la decantación por uno u otro modelo; nada más lejos. La cuestión es extremadamente compleja y demanda la búsqueda de un inteligente equilibrio entre gran y pequeña escala atendiendo a los múltiples factores (políticos, económicos, urbanísticos, sociológicos...) que pudieran afectar al éxito de la combinación. Cada uno de los modelos presenta ventajas e inconvenientes de muy diversa naturaleza y, si se pretende dar cumplimiento a un objetivo tan relevante históricamente para el sector como

es la garantía del suministro, no se puede prescindir por entero de ninguna de las dos opciones.

Nos hallamos ante un cambio de paradigma que pone en manos del ciudadano, por vez primera, la posibilidad de adoptar decisiones con impacto estructural en el sector. Una capacidad que adquiere por efecto de la *descentralización* y la *digitalización*, las dos fuerzas motrices de este nuevo modo de generar y consumir energía eléctrica.

Puede observarse, pues, que la electricidad ya no es una materia reservada a las grandes corporaciones por razón de su complejidad técnica, jurídica y financiera, dado que la digitalización, especialmente si se aplica sobre el modelo de generación distribuida, permite la diversificación de la capacidad decisoria. Sin embargo, es importante advertir que, en virtud del principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas, la hoja de ruta debe ser trazada por los operadores del sector y, en mayor medida, por los órganos políticos que asuman tareas de gobierno.

Por esta razón, insistimos en la importancia del marco regulatorio comunitario en materia de energía para la acertada conducción de la transición hacia la descarbonización. Un proceso político impulsado, por la Unión Europea, desde el Derecho.

Es relevante que esta normativa y su correspondiente transposición por el conjunto de Estados miembros permita el desarrollo de las tecnologías necesarias en el contexto de la generación distribuida respetando, simultáneamente, el diseño regulatorio clásico antes mencionado; aquí radica, a nuestro juicio, la mayor virtud del Cuarto Paquete comunitario en materia de energía.

A este respecto, debe señalarse que el artículo 3.1 de la Directiva 2019/944, de 5 de junio, establece expresamente lo siguiente: *“los Estados miembros garantizarán que su normativa nacional no obstaculice indebidamente (...) la participación de los consumidores -incluida la agregación de demanda-, las inversiones en la generación particularmente variable y flexible de energía, el almacenamiento de energía, o el despliegue de la electromovilidad”*. Entendemos como un acierto que se haya escogido la expresión *“no obstaculice indebidamente”* en lugar de una fórmula alternativa que obligara a decantarse por el uso de los referidos recursos energéticos distribuidos.

La transición energética debe perseguir un objetivo (la descarbonización de la economía) sin imponer la implementación de unos concretos medios (las tecnologías de generación distribuida). Los medios es conveniente que se incorporen en la medida en que resulten beneficiosos para la consecución del fin propuesto. Por ello, la transición no debe implicar el abandono de lo antiguo en tanto que permita descarbonizar a un menor coste que lo nuevo.

La posición de la Unión Europea al respecto sigue siendo, en buena lógica, que el despliegue de la electricidad procedente de fuentes renovables debe efectuarse al menor coste posible para los consumidores y los contribuyentes. De modo que la generación distribuida resultará interesante siempre que ofrezca un análisis coste-beneficio más ventajoso que la generación centralizada; externalidades positivas y negativas que pueden guardar una muy variada naturaleza, sin que se deba atender a criterios exclusivamente economicistas.

Más allá de las dificultades que puedan encontrarse en el camino, especialmente las financieras, la descarbonización es una pretensión irrenunciable en la lucha contra el cambio climático. Sin embargo, consideramos que la reducción de las emisiones debe perseguirse mediante la imposición de objetivos definidos en cifras; no, por el contrario, a través de prohibiciones ni de ayudas públicas. El uso de una u otra tecnología debe ser una elección en la que prevalezca, libremente, la voluntad del consumidor. Lo deseable es que el propio mercado ofrezca distintas opciones y que descansen en los ciudadanos la capacidad de escoger aquella que más le convenza; pues, si bien es cierto que no todo lo permitido guarda idéntica legitimidad moral, también lo es que se trata de una distinción, en ocasiones, extremadamente compleja.

La revolución tecnológica ha permitido la convivencia de diferentes sistemas de propulsión en el ámbito de la movilidad, a saber: hidrocarburos líquidos, biocombustibles avanzados, hidrógeno, electricidad... Sin embargo, la única certeza de la que disponemos al respecto es que todas las opciones citadas presentan ventajas e inconvenientes en relación con cuestiones tan relevantes como: la eficiencia, la huella de carbono en el ciclo de vida del vehículo y la disponibilidad de las infraestructuras de recarga o repostaje.

Por esta razón, comprendemos que el principio de *neutralidad tecnológica* debe informar la regulación del nuevo escenario energético; contemplando su existencia como condición previa a la aprobación de toda norma, circunstancia que haría posible su tutela judicial incluso en ausencia de reconocimiento expreso por el correspondiente texto legal o reglamentario. Una observación que no resulta baladí si se tiene en cuenta que la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico no recoge en ninguno de sus artículos y disposiciones la exigencia de neutralidad tecnológica, mientras que la Ley 9/2014, de 9 de mayo, General de Telecomunicaciones, hace referencia a este principio en una decena de ocasiones.

Esta tarea se facilitaría si el principio de neutralidad tecnológica alcanzara rango constitucional; pues, sin perjuicio de las dificultades formales inherentes a toda reforma de la naturaleza referida, desde una perspectiva material tendría sentido que la neutralidad tecnológica se recogiera expresamente en el artículo 38 de nuestra *lex legum* como parte del contenido esencial de “*la libertad de empresa en el marco de la economía de mercado*”. Un contenido esencial que, según ha determinado la doctrina constitucional, conlleva “*el reconocimiento a los particulares de una libertad de decisión no sólo para crear empresas y, por tanto, para actuar en el mercado, sino también para establecer los propios objetivos de la empresa y dirigir y planificar su actividad en atención a sus recursos y a las condiciones del propio mercado*”<sup>559</sup>.

Adviértase, nuevamente, que “*las condiciones del propio mercado*” en el sector energético esconden mayores incertidumbres que certezas. Siendo que cada una de las alternativas tecnológicas puestas a disposición de los consumidores ofrece tantas ventajas como inconvenientes, no parecería coherente con el principio de *buena administración* que se concedieran cuantiosas ayudas públicas en favor de unas pocas. Una intervención que, en contra de lo que pudiera aparentar *prima facie*, generaría importantes distorsiones en el mercado: a corto plazo, perjudicando a las empresas participantes en la cadena de suministro relativa a las tecnologías no subvencionadas; y, a medio plazo, reduciendo sustancialmente la venta de aquellas innovaciones cuya introducción en el mercado se vio beneficiada por la concesión de unas ayudas que, lógicamente, tendrían un alcance temporal limitado.

---

<sup>559</sup> Vid. la STC (Pleno), núm. 96/2013, de 23 de abril, en su F.J. 6º.

En suma, la libertad de empresa en una economía de mercado no debería comprenderse sin la libertad del empresario para optar por aquellas tecnologías que en mayor medida beneficien su actividad empresarial. Una premisa cuya relevancia aumenta en un contexto de transición en el que las fuentes de energía convencionales aún pueden incrementar significativamente sus niveles de eficiencia.

Además, interesa reflexionar sobre qué sucedería si, una vez fueran fomentadas las concretas innovaciones que el legislador y el gobernante estipularan, entráramos en recesión económica o surgieran nuevas tecnologías que sirvieran con mayor eficacia al proceso de descarbonización. En un mundo como el actual, en el que la única constante es el cambio, son posibilidades que en absoluto deben descartarse.

Como ya advirtiera Nassim TALEB en su obra *“El Cisne Negro: el impacto de lo altamente improbable”* (2007): *“La incapacidad de predecir hechos extraordinarios implica la capacidad de predecir el curso de la Historia, dada la incidencia de estos sucesos en la dinámica de los acontecimientos. (...) Hacemos proyecciones a treinta años sobre el déficit de la Seguridad Social y el precio del petróleo, sin darnos cuenta de que ni siquiera podemos prever unos y otros para el verano que viene”*. Una realidad de la que, tristemente, hemos tomado mayor conciencia recientemente como consecuencia de la pandemia producida por el COVID-19. Pero los Cisnes Negros no sólo tienen efectos negativos; en ocasiones, transforman a la sociedad añadiendo valor, como así sucedió con la sorprendente difusión de *Internet*. Por ello, los esfuerzos subvencionales realizados por la Administración (que, en verdad, se trata de un esfuerzo que se repite contra todos y cada uno de los contribuyentes) deben ser racionales y tuitivos con los *perdedores* de la transición. Carecería de sentido que se dedicaran cuantiosos recursos públicos a fomentar tecnologías que, además de presentar ventajas y desventajas en una proporción que no se conoce con absoluto rigor, pueden ser superadas mañana por la irrupción de un nuevo Cisne Negro; como, por ejemplo, el llamado *hidrógeno verde*.

En un periodo de transición caracterizado por una acentuada incertidumbre acerca del ritmo al que la tecnología avanza, la regulación debe configurar un marco que, sin dar ni restar ventaja a ningún grupo de competidores, permita la evolución natural de los más eficientes. Una pretensión que necesita para su cumplimiento obligaciones de resultado y libertad en los medios empleados.



#### **CUARTA. Autoconsumo de energía eléctrica: una actividad eficiente económica y medioambientalmente cuyo fomento positivo debe lograrse mediante la actividad administrativa de ordenación**

En relación con el autoconsumo de electricidad, debe señalarse que la radical alteración de su régimen jurídico ha ocupado parte importante del presente estudio.

El Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, reguló la actividad de autoconsumo con la voluntad de dificultar en la medida de lo posible su despliegue. Es lo que hemos definido como el *fomento negativo* del autoconsumo desde la actividad administrativa de ordenación; proceder que confirma el principio de *intercambiabilidad* en las formas de actuación administrativa. Una decisión política que, si bien trató de justificarse aludiendo al elevadísimo déficit tarifario que entonces padecía el sistema eléctrico, fue bienvenida por algunas grandes compañías del sector. Sin embargo, esta deficiente técnica normativa atenta directamente contra el principio de *neutralidad tecnológica* antes invocado; pues, además de prohibir originalmente determinadas modalidades de autoconsumo, imponer superfluos trámites administrativos y establecer un régimen sancionador ciertamente desproporcionado, contemplaba un tratamiento jurídico lesivo para los casos en los que el autoconsumo se practicara con el apoyo de baterías.

El Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, fruto de la apuesta por el ecologismo del Gobierno sucesor y de la irreversible inercia que implica la necesaria transposición de las directivas contenidas en el Cuarto Paquete comunitario, ha diseñado un marco regulador para el autoconsumo radicalmente opuesto al anterior. Este nuevo régimen ha traído como principales novedades: la posibilidad de autoconsumir colectivamente, la simplificación administrativa de los correspondientes trámites, un régimen sancionador que guarda proporción con la gravedad de las infracciones cometidas, la supresión de las trabas impuestas a los sistemas de acumulación (baterías), así como la eliminación de los peajes y cargos sobre la electricidad autoconsumida.

Una norma que, adecuándose a los principios de la *buena regulación*, ha logrado un sustancial incremento del autoconsumo en España. Se trata de un hecho que corrobora cómo las tecnologías que son eficientes tanto económica como medioambientalmente no necesitan excesivas ayudas públicas para su fomento positivo; sino, sencillamente, basta

con que su ordenación evite el establecimiento de cualquier óbice técnico, económico o jurídico que no sea debidamente justificado a fin de posibilitar su libre uso.

Este contraste sirve, en definitiva, para llamar la atención sobre la importancia de distinguir entre *políticas públicas* y *modelos de regulación*: mientras que las primeras tienen carácter coyuntural y responden a unos determinados criterios ideológicos, los segundos deben guardar vocación estructural y buscar un neutral equilibrio entre los intereses de los diversos colectivos. Una regulación que se desvíe de los valores citados tenderá a la rigidez, la mutabilidad y la brevedad; cuando, realmente, lo deseable es que sea sólida, estable y duradera.

En suma, la ordenación del autoconsumo no debe circunscribirse exclusivamente a la aprobación de un real decreto que establezca diversas previsiones de forma asilada; consideramos que lo deseable es lograr la integración del autoconsumo en un modelo regulatorio unitario, proporcional y estable en el que la decisión de los ciudadanos sobre su uso no se vea condicionada por el establecimiento de cargas innecesarias. Un modelo de regulación cuyo eje gravitatorio radique en la protección de la libertad para decidir: tan importante es poder cambiar libremente de suministrador como optar, con idéntica libertad, entre un suministro eléctrico con o sin autoconsumo.

**QUINTA. Ante la necesidad de racionalizar el régimen tarifario del sector eléctrico: los costes de naturaleza política deben financiarse con mecanismos presupuestarios**

El *régimen tarifario* del autoconsumo, por su parte, entendemos que resulta oportuno enmarcarlo en una problemática estructural del sector eléctrico: la financiación parcial de algunas *políticas energéticas* con alcance sobre el sistema eléctrico mediante mecanismos tarifarios. Nos hallamos ante un hecho que suele ser objeto de crítica en diversos foros de debate -especialmente técnicos y económicos- sin que haya recibido hasta la fecha el merecido tratamiento doctrinal.

Lo que, en apariencia, puede resultar razonable (que el consumidor de electricidad asuma parcialmente el coste de algunas políticas energéticas), en buena lógica jurídica debe observarse como una verdadera distorsión. Los costes derivados de las políticas públicas, al igual que sucede en otros sectores (piénsese, por ejemplo, en que las políticas

agrícolas que afectan al trigo no son asumidas directamente por el consumidor de pan), no deben ser financiadas por los consumidores; sino por los contribuyentes.

Cuestión distinta es que, con frecuencia, los ciudadanos tengan una doble faz al ser simultáneamente consumidores de electricidad y contribuyentes. Esta circunstancia, sin embargo, no debería generar una confusión jurídica. Las consecuencias de que los costes de naturaleza política no sean íntegramente financiados mediante mecanismos presupuestarios adquieren una dimensión mayor de lo que en principio pudiera parecer.

Así pues, la inclusión íntegra de aquellos costes que guarden naturaleza política en la correspondiente Ley de Presupuestos es necesaria porque:

- a) Se trata de la fórmula más democrática, dado que la aprobación de la Ley de Presupuestos sólo puede ser efectuada por las Cortes Generales. Estamos ante una condición que conserva, siglos después, el espíritu del revolucionario principio *“no taxation without representation”*.
- b) Como suele decirse, un Presupuesto es el programa político de un determinado Gobierno llevado a cifras; de tal manera que, si las cifras correspondientes a los costes derivados de algunas políticas energéticas se sacan del Presupuesto y se trasladan a la factura de los consumidores, se produce una verdadera distorsión contable que desemboca en diversas subvenciones cruzadas entre consumidores y contribuyentes. Y, lo más grave, se estaría vulnerando el deber de contribuir al sostenimiento de los gastos públicos que establece el artículo 31.1 de la Constitución; deber vinculado a las prestaciones de naturaleza tributaria mediante la siguiente fórmula: *“Todos contribuirán al sostenimiento de los gastos públicos de acuerdo con su capacidad económica mediante un sistema tributario justo inspirado en los principios de igualdad y progresividad que, en ningún caso, tendrá alcance confiscatorio”*.
- c) En línea con lo anterior, el artículo 28.1 de la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, General Presupuestaria dispone lo siguiente: *“Los escenarios presupuestarios plurianuales en los que se enmarcarán anualmente los Presupuestos Generales del Estado, constituyen la programación de la actividad del sector público*

*estatal con presupuesto limitativo en la que se definirán los equilibrios presupuestarios básicos, la previsible evolución de los ingresos y los recursos a asignar a las políticas de gasto, en función de sus correspondientes objetivos estratégicos y los compromisos de gasto ya asumidos. Los escenarios presupuestarios plurianuales determinarán los límites, referidos a los tres ejercicios siguientes, que la acción de gobierno debe respetar en los casos en que sus decisiones tengan incidencia presupuestaria*". Quiere decirse que los costes de naturaleza política a los que nos hemos venido refiriendo deberían formar parte, en su totalidad, de las políticas de gasto de los correspondientes Gobiernos; acción gubernativa que, de lo contrario, queda parcialmente liberada de los límites a los que alude el citado precepto legal.

Además, con la inclusión de tales costes en la correspondiente Ley de Presupuestos se cumplirían dos fines esenciales en la racionalización de cualquier sistema: la precisión jurídica y la eficiencia económica.

Finalmente, cabe mencionar que en la Exposición de Motivos de la Ley General Presupuestaria se alega que la disciplina jurídico-financiera sirve "*como ancla de las cuentas públicas, y con ella se refuerza la credibilidad de la política económica del Gobierno*". Ahora bien, si los Gobiernos venideros siguen sin ser capaces de vencer las dificultades políticas que implica la racionalización del diseño tarifario que presenta el sector eléctrico y, en consecuencia, sin incluir íntegramente en los Presupuestos Generales del Estado el gasto relativo a las políticas energéticas por ellos adoptadas, tampoco estarán en condiciones de recuperar la credibilidad de la que se hace gala.

**SEXTA. Régimen tarifario del autoconsumo de energía eléctrica: los consumidores acogidos a modalidad alguna de autoconsumo contribuyen en igual medida que el resto de los consumidores a la financiación de las redes de transporte y distribución**

En lo que al autoconsumo se refiere, pese a la reciente eliminación de los peajes y cargos sobre la energía eléctrica autoconsumida, hemos considerado conveniente analizar con cierto detenimiento -entre otras razones, porque el Derecho de la Unión Europea permite su restablecimiento- si el *cargo por otros servicios del sistema* que recogía en su

artículo 18 el Real Decreto 900/2015, conocido popularmente como el “impuesto al sol”, estaba justificado.

Llegamos a la conclusión de que se trataba de un cargo cuya existencia carecía de motivación suficiente. La clave de la cuestión explicamos que se encuentra en la selección del *tertium comparationis*, lo que nos conduce a afirmar que la presunta insolidaridad de los autoconsumidores es una falacia fruto de la comparación entre supuestos sin identidad de razón.

La contribución de los autoconsumidores al sistema eléctrico debe compararse con la realizada por aquellos consumidores que, aplicando medidas alternativas de eficiencia energética, logren una reducción de la energía consumida equivalente; máxime cuando el autoconsumo de electricidad sin almacenamiento no altera -por lo general- la potencia contratada por el consumidor y el acceso a las redes está previsto que se financie, en gran medida, a través del término fijo de potencia.

Por ello, puede sostenerse que, de acuerdo con el actual escenario tarifario, no se produce una transferencia de renta significativa entre los consumidores que se encuentran acogidos a autoconsumo de energía eléctrica y los que no. Sin embargo, esos subsidios cruzados sí pueden darse con mayor intensidad en relación con aquellos costes de política energética que son financiados principalmente a través del término variable por la energía consumida. Una problemática cuya solución se encuentra directamente vinculada con la racionalización del régimen tarifario del sistema eléctrico en su conjunto: puesto que, si los costes de naturaleza política fueran financiados en su totalidad mediante mecanismos presupuestarios, se estarían cubriendo equitativamente por todos los contribuyentes con independencia de que estén o no acogidos a modalidad alguna de autoconsumo.

Asimismo, entendemos que el conflicto planteado entre la sostenibilidad del medio ambiente y la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico debe resolverse desplazando la segunda en favor de la primera. La novedosa -y esperanzadora- gobernanza energética que la Unión Europea acaba de implantar recoge, entre otras exigencias, el cumplimiento del principio “*primero, la eficiencia energética*”. Es por ello que, a nuestro juicio, no se debe planificar la política energética de la próxima década obstaculizando el despliegue del autoconsumo por temor a que las cuentas del sistema no cuadren. La contabilidad es

relevante, qué duda cabe; pero más lo es la conservación de nuestro planeta. Un cuidado al que el autoconsumo contribuye reduciendo las emisiones y aumentando la eficiencia. Y, si las instalaciones se dimensionan correctamente, reduce los costes de operación del sistema al disminuir las congestiones de las redes. Unas externalidades positivas de difícil cuantificación económica que deben tenerse presentes en la ponderación que se haga del citado conflicto. Cabe matizar, en este sentido, que el desplazamiento de la sostenibilidad financiera no implica su incumplimiento; sino la conveniencia de que su aplicación en el concreto ámbito del autoconsumo sea matizada por razón de su singular caracterización.

En suma, el razonamiento que exponemos en el presente estudio argumentando la inconveniencia de aplicar peajes y cargos sobre la energía eléctrica autoconsumida está en línea con lo defendido en el año 2013 por la Comisión Nacional de Energía (CNE), integrada en la actual Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Sorprende, por el contrario, que los pronunciamientos al respecto tanto del Consejo de Estado como del Tribunal Supremo mostrasen una total adhesión al criterio manifestado por el Gobierno en la Memoria de Impacto Normativo sobre el Real Decreto 900/2015. Un documento que, sin ánimo de objetividad (siendo que cualquier acción política, más o menos acertada, será siempre necesariamente subjetiva por exteriorizar la concreta voluntad gubernativa), expresa los legítimos intereses del entonces Ministerio de Industria, Energía y Turismo; intereses que, al ser tan directamente asumidos por ambos órganos (uno el supremo órgano consultivo y otro el supremo órgano judicial), empañan la independencia predicada por los primeros artículos de sus respectivas leyes orgánicas.

#### **SÉPTIMA. Reflexión final: los nuevos tiempos exigen adecuar el modelo regulatorio a la realidad regulada, no a la inversa**

Como ha podido comprobarse en el concreto caso del autoconsumo, el Derecho carece de capacidad para ordenar anticipadamente innovaciones tecnológicas futuras; pero, una vez llega al mercado la novedad técnica de que se trate, el régimen jurídico que para ella se establezca resultará determinante en el porvenir de la actividad económica generada a su alrededor. Tres disciplinas (la Ingeniería, el Derecho y la Economía) que, aun siguiendo la secuencia descrita, se encuentran en continua interacción. Y, desde una posición omnicomprendensiva, la acción política irradia cada una de las fases; existiendo el riesgo de que se produzca el fallo del Gobierno conocido como la captura del regulador

(entendido en sentido amplio, lo cual incluiría al Poder Legislativo y al Ejecutivo). A este conjunto de fases sucesivas lo hemos denominado el *proceso regulatorio*.

Históricamente este proceso ha respondido de forma inflexible a un determinado modelo, liberal o intervencionista, según fuera el signo ideológico del correspondiente Gobierno. Un recorrido de oscilaciones pendulares que se ha proyectado sobre el sector eléctrico, si cabe, con mayor intensidad que en otros campos.

Actualmente, la teoría de la regulación económica contempla una Administración que redefine su protagonismo. Mientras que los mercados y las empresas crean riqueza, la sociedad genera personas y la Administración, por su parte, asume la imprescindible tarea de ordenar y supervisar.

Por ello, desde una perspectiva administrativo-económica, el modelo regulatorio que proponemos para el autoconsumo de electricidad combina planteamientos liberales e intervencionistas. En un contexto de continuo y veloz avance tecnológico, el modelo regulatorio no debe responder en su conjunto a los parámetros marcados por una u otra corriente ideológica, sino que ha de ajustarse a la cambiante realidad objeto de regulación.

Conviene resaltar que la nueva regulación energética no debe adaptarse a los nuevos tiempos únicamente en sus formas de intervención sobre la actividad económica. El Derecho Administrativo ha sido, desde siempre, una disciplina en constante evolución; lógica que el presente proceso de transición ha confirmado con el alumbramiento de capitales transformaciones jurídico-administrativas en el sector energético.

Nómbrense ahora, por ser una de las más significativas, las novedosas *circulares normativas* fruto del reciente Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero. La norma contempla que, con carácter previo al inicio de su tramitación, el Gobierno mediante orden de la ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico podrá establecer las orientaciones de política energética que deberán ser tenidas en cuenta en la circular que apruebe la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Se trata, pues, de una fuente del Derecho Administrativo que, por ser exclusiva del ámbito energético, sugiere reflexionar sobre si el Derecho de la Energía es simplemente el régimen jurídico aplicable a los asuntos energéticos -ya sean de naturaleza pública o privada- o si, por el contrario, nos hallamos ante una verdadera rama del Derecho con autonomía y sustantividad propia.

Siéntese, en conclusión, que la nueva regulación energética habrá de liberarse, necesariamente, de los corsés ideológicos cuyo respeto sólo ha traído abruptas rupturas con los modelos previamente establecidos. Una tarea que parece de fácil cumplimiento, dado que, a fin de construir el mercado interior de la energía, la Unión Europea se viene encargando desde 1996 de establecer las bases en virtud de las cuales han de actuar los Gobiernos nacionales. Un hecho que se confirma con el poderoso impulso que el paquete legislativo denominado “*Energía limpia para todos los europeos*” ha supuesto para la transición energética. El fruto de un proceso decisorio que, por su necesidad de consenso y complejidad, hace prevalecer los criterios técnicos sobre los partidistas; un resultado contrario a lo que sucedía cuando la energía era cuestión exclusivamente nacional.

Un sistema virtuoso en lo político e inevitablemente defectuoso en lo jurídico; ya que el Derecho de la Unión Europea, debido a la disparidad de acervos de los que se alimenta, contiene un menor grado de sistematicidad que nuestro tradicional Derecho Administrativo. Por consiguiente, sin perjuicio de que nazcan novedosas técnicas jurídico-administrativas al albor de los nuevos tiempos, la regulación que conduzca la transición energética en España deberá combinar sabiamente la solidez del ordenamiento jurídico comunitario con la riqueza dogmática de nuestra cultura administrativista.





## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

### A

- ACEMOGLU, D. y ROBINSON, J. A., *Por qué fracasan los países. Los orígenes del poder, la prosperidad y la pobreza*, Ed. Deusto (Grupo Planeta), Barcelona, 2012
- ALBA RÍOS, J.J., ARAGONÉS AHNERT, V., BARQUÍN GIL, J., y MOREDA DÍAZ, E., “La regulación del autoconsumo en España: ¿un impuesto al Sol?”, *Revista de Obras Públicas del Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos (Ejemplar dedicado a la Energía Distribuida)*, núm. 3584 (2017)
- ALBALADEJO, M., *Derecho Civil I, Introducción y Parte General, Vol. II*, Bosch, Barcelona, 1991
- ALONSO GARCÍA, R., *Sistema jurídico de la Unión Europea*, Civitas, Madrid, 2010
- ÁLVAREZ PELEGRY, E. y CASTRO LEGARZA, U., *Generación distribuida y autoconsumo. Análisis regulatorio*, Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad, Bilbao, 2014
- AMÉRIGO ALONSO, J., *La reforma del sector eléctrico a la luz de los dictámenes del Consejo de Estado*, Ed. Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, Madrid, 2017
- ARCOS VARGAS, Á., “Introducción”, en VV.AA., *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro*, Real Academia de Ingeniería, Madrid, 2017
- ARIÑO ORTIZ, G., *La regulación económica. Teoría y práctica de la regulación para la competencia*, Depalma, Buenos Aires, 1996
- ARRUÑADA, B., “Malas leyes”, *Información Comercial Española-Revista de Economía*, núm. 915 (2020)

## B

- BACIGALUPO SAGGESE, M., “La nueva gobernanza de la Unión de la Energía: la reforma de la Agencia de Reguladores (ACER)”, en GALERA RODRIGO, S. y GÓMEZ ZAMORA, M. (directoras), *Políticas locales de Clima y Energía: teoría y práctica*, Ed. Instituto Nacional de Administración Pública (INAP), 2018
- BACIGALUPO SAGGESE, M., “Prestaciones patrimoniales públicas de naturaleza no tributaria: la financiación del déficit del sistema eléctrico”, en LÓPEZ RAMÓN, F. (coord.), *Las prestaciones patrimoniales públicas no tributarias y la resolución extrajudicial de conflictos*, Ed. Instituto Nacional de Administración Pública (INAP), Madrid, 2015
- BACIGALUPO SAGGESE, M.: “La reordenación de las competencias estatales en materia de energía”, en CARLÓN RUIZ, M. (dir.), *La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*, Thomson Reuters-Civitas, Madrid, 2014
- BACIGALUPO SAGGESE, M.: “La distribución de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas en materia de energías renovables”, en BECKER ZAZUA, F., CAZORLA PRIETO, L. M. y MARTÍNEZ-SIMANCAS SÁNCHEZ, J. (directores), *Tratado de Energías Renovables: aspectos jurídicos, Tomo II*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2010
- BAÑO LEÓN, J. M., “*Cave legistorem*. Confianza en el legislador e interés general”, en VV.AA., *Riesgo regulatorio en las energías renovables, Vol. II*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2016
- BARRIO ANDRÉS, M., *Internet de las cosas*, Reus, Madrid, 2018
- BARTOLOMÉ RODRÍGUEZ, I., “La industria eléctrica en España (1890-1936)”, *Estudios de Historia Económica (Banco de España)*, núm. 50 (2007)
- BEL, G., *et al.*: “Economía y regulación de los servicios de red”, en MUÑOZ MACHADO, S. y ESTEVE PARDO, J. (directores), *Derecho de la Regulación Económica: Fundamentos e Instituciones de la Regulación*, Iustel, Madrid, 2009

- BERDUGO GÓMEZ DE LA TORRE, I.: “Artículo 15”, en MUÑOZ MACHADO, S. (dir.), *Comentario mínimo a la Constitución española*, Crítica, Barcelona, 2018
- BETANCOR RODRÍGUEZ, A., “Discrecionalidad y tarifa eléctrica. Los retos jurídicos del déficit tarifario”, *Revista de Administración Pública*, núm. 177 (2008)
- BOGAS GÁLVEZ, J., “Almacenamiento energético: un futuro que comienza a ser una realidad”, en VV.AA., *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro*, Real Academia de Ingeniería, Madrid, 2017

## C

- CABALLERO SÁNCHEZ, R., “Las técnicas de regulación *de* la competencia, *para* la competencia y *contra* la competencia, y su contexto”, en SANTAMARÍA PASTOR, J.A. (dir.), *Las técnicas de regulación para la competencia: una visión horizontal de los sectores regulados*, Iustel, Madrid, 2011
- CAMÍ, J., “Conflicto de intereses e investigación clínica”, *Quark: Ciencia, medicina, comunicación y cultura*, (Ejemplar dedicado a: *Una ética para la comunicación científica*), núm. 1 (1995)
- CARLÓN RUIZ, M., “El servicio universal de telecomunicaciones”, *Revista de Administración Pública*, núm. 171 (2006)
- CHAVES GARCÍA, J. R., *Derecho Administrativo mínimo*, Editorial Amarante, Salamanca, 2020
- COASE, R., *La empresa, el mercado y la ley*, Alianza editorial, Madrid, 1994
- COSCULLUELA MONTANER, L., *Manual de Derecho Administrativo*, Civitas, Madrid, 2018
- CRANDALL, R. y ELLIG, J., *Economic deregulation and customer choice: lessons for the electric industry*, New Haven, 1997

## D

- DE LA CRUZ FERRER, J., “La regulación de la transición renovable ante el trilema de la política energética”, en DE LA CRUZ FERRER, J. (dir.) y ZAMORA SANTA BRÍGIDA, I. (coord.), *Energía y Derecho ante la transición renovable*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2019
- DE LA CRUZ FERRER, J.: “El sector eléctrico: entre la introducción de la competencia y la formación de mercados.” (apartado VIII, titulado “El carácter esencial de la participación de la demanda en el mercado eléctrico”), en SANTAMARÍA PASTOR, J. A. (dir.) y CABALLERO SÁNCHEZ, R. (coord.): *Las técnicas de regulación para la competencia: una visión horizontal de los sectores regulados*, Ed. Iustel, Madrid, 2011
- DE LA CRUZ FERRER, J., “El funcionamiento del sistema eléctrico. Sujetos. Separación de actividades. Planificación”, en MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO GONZÁLEZ, M. y BACIGALUPO SAGGESE, M. (directores), *Derecho de la Regulación Económica, Vol. III, Sector Energético, Tomo I*, Iustel, Madrid, 2009
- DE LA CRUZ FERRER, J., “El tratamiento jurídico de los residuos radiactivos”, en CAZORLA PRIETO, L. M., et al.(directores), *Tratado de Regulación del Sector Eléctrico. Aspectos jurídicos, Tomo I*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2009
- DE LA CRUZ FERRER, J., *Principios de regulación económica en la Unión Europea*, Instituto de Estudios Fiscales y Económicos, Madrid, 2002
- DE LA CRUZ FERRER, J., *La liberalización de los servicios públicos y el Sector Eléctrico. Modelos y análisis de la Ley 54/1997*, Marcial Pons, Madrid, 1999
- DE LA QUADRA-SALCEDO, T., “Retos, riesgos y oportunidades de la sociedad digital”, en DE LA QUADRA-SALCEDO, T. y PIÑAR MAÑAS, J.L (dir.), *Sociedad digital y Derecho*, Ed. Boletín Oficial del Estado (BOE), Madrid, 2018

- DE LA QUADRA-SALCEDO, T, “Riesgo regulatorio y contractualización de la regulación por operadores y poderes públicos”, en VV.AA., *Riesgo regulatorio en las energías renovables, Vol. II*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2016
- DEL GUAYO CASTIELLA, Í., “*Better and smart regulation*. Los principios de buena regulación de la Unión Europea en las recientes leyes españolas de procedimiento administrativo común y de régimen jurídico del sector público”, en LAGUNA DE PAZ, J. C., *et al.* (coords.), *Derecho Administrativo e integración europea: estudios en homenaje al profesor José Luis Martínez López-Muñiz, Tomo I (El ser de la Administración Pública)*, Reus, Madrid, 2017
- DEL GUAYO CASTIELLA, Í. *et al.*, “El régimen jurídico del autoconsumo en España. A propósito del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre”, en V.V.A.A., *Riesgo regulatorio en las energías renovables, Tomo II*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2017
- DÍEZ-PICAZO, L.: “Artículo 1: VI. Los principios generales del derecho como fuente del derecho”, en DIEZ-PICAZO, L., *et al.* (directores), *Comentario del Código Civil, Tomo I*, Ed. Ministerio de Justicia, Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones, Madrid, 1991
- DÍEZ-PICAZO, L. y GULLÓN, A., *El Sistema de Derecho Civil, Vol. I*, Tecnos, Madrid, 2015
- DÍEZ-PICAZO, L. y GULLÓN, A., *El Sistema de Derecho Civil, Vol. II, Tomo I*, Tecnos, Madrid, 2015
- DÍEZ-PICAZO, L. y GULLÓN, A., *El Sistema de Derecho Civil, Vol. II, Tomo 2*, Tecnos, Madrid, 2015

## E

- EISMAN VALDÉS, J., “Energías renovables y acceso universal en Iberoamérica”, *Revista de Obras Públicas del Colegio de Ingenieros de Caminos*,

*Canales y Puertos (Ejemplar dedicado a la Energía Distribuida)*, núm. 3584 (2017)

- ENCINAR ARROYO, N., “El comercio eléctrico en la transición renovable”, en DE LA CRUZ FERRER, J. (dir.) y ZAMORA SANTA BRÍGIDA, I. (coord.), *Energía y Derecho ante la transición renovable*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2019
- ESCRIBANO FRANCÉS, G.: “Energías renovables y renovación geopolítica.”, en Instituto Español de Estudios Estratégicos, Comité Español del Consejo Mundial de la Energía, y Club Español de la Energía “Energía y Geoestrategia 2017.”, Ed. Ministerio de Defensa, Madrid, 2017
- ESTEVE PARDO, J., *Lecciones de Derecho administrativo*, Marcial Pons, Madrid, 2017
- ESTEVE PARDO, J.: “La regulación de industrias y *public utilities* en los Estados Unidos de América. Modelos y experiencias”, en MUÑOZ MACHADO, S. y ESTEVE PARDO, J. (directores), *Derecho de la Regulación Económica: Fundamentos e Instituciones de la Regulación*, Iustel, Madrid, 2009

## F

- FERNÁNDEZ, T.-R., “Del servicio público a la liberalización desde 1950 hasta hoy”, *Revista de Administración Pública*, núm. 150 (1999)
- FERNÁNDEZ FARRERES, G., *Sistema de Derecho Administrativo, Tomo II*, Civitas, Madrid, 2018
- FERNÁNDEZ SEGADO, F., *El sistema constitucional español*, Dykinson, Madrid, 1997
- FERNÁNDEZ SEGADO, F., “La teoría jurídica de los derechos fundamentales en la doctrina constitucional”, *Revista Española de Derecho Constitucional*, núm. 39 (1993)
- FLEMING, R. y FERSHEE, J. P., “*The Hydrogen Economy in the United States and the European Union*”, en ZILLMAN, D. *et al.*, *Innovation in Energy Law*

*and Technology. Dynamic solutions for energy transitions, Oxford University Press, Oxford, 2018*

- FORTES MARTÍN, A., “La revisión del tratamiento jurídico de las mejores técnicas disponibles (MTD)”, *Actualidad Jurídica Ambiental*, núm. 80 (2018)
- FORTES MARTÍN, A., “En torno al empleo de las mejores técnicas disponibles como vestigio del moderno derecho administrativo ambiental”, *Revista General de Derecho Administrativo*, núm. 14 (2007)

## G

- GALÁN SOSA, J., “El «prosumidor» como nuevo sujeto en el sector eléctrico: propuestas de mejora para la regulación del autoconsumo de energía eléctrica”, *CEFLegal: revista práctica de Derecho*, núm. 190 (2016)
- GALÁN VIOQUE, R., “El régimen del autoconsumo”, en DELGADO PIQUERAS, F. (dir.), *El Derecho de las energías renovables y el regadío*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2018
- GÁLVEZ MUÑOZ, L., “Comentarios a la Constitución española. Sinopsis del artículo 15”, publicado en la página web del *Congreso de los Diputados* (2003)
- GARCÍA DE ENTERRÍA, E., “Memoria sobre la reconfiguración sustancial del sistema eléctrico español en 1951”, *Revista de Administración Pública*, núm. 171 (2006)
- GARCÍA DE ENTERRÍA, E. y FERNÁNDEZ, T.-R., *Curso de Derecho Administrativo, Vols. I y II*, Civitas, Madrid, 2013
- GOMEZ, A., DOPAZO, C., y FUEYO, N., “El ‘coste de no hacer’ planificación energética. El alto precio de la improvisación para el sector español de generación eléctrica y para los ciudadanos”. *Cuadernos de Energía*, núm. 50, (2016)
- GÓMEZ-ELVIRA GONZÁLEZ, R., “Propuestas europeas hacia un nuevo modelo de mercado”, *Cuadernos de la Energía (editados por el Club Español de la Energía, Garrigues y Deloitte)*, núm. 53, (2017)



- GÓMEZ-ELVIRA GONZÁLEZ, R. y ESCOBAR RODRÍGUEZ, R., “Los mercados mayoristas de electricidad en la normativa europea. Marcando el camino hacia 2030”, *Cuadernos de la Energía (editados por el Club Español de la Energía, Garrigues y Deloitte)*, núm. 60, (2019)
- GÓMEZ-FERRER RINCÓN, R., “Las prestaciones patrimoniales de carácter público y naturaleza no tributaria”, en LÓPEZ RAMÓN, F. (coord.), *Las prestaciones patrimoniales públicas no tributarias y la resolución extrajudicial de conflictos*, Ed. Instituto Nacional de Administración Pública (INAP), Madrid, 2015
- GOMIS SÁEZ, A., “La nueva tarifa eléctrica. Principales cambios introducidos en la Ley del Sector Eléctrico”, *Economía Industrial (Ejemplar dedicado a: La liberalización del sector eléctrico en España)*, núm. 316 (1997)
- GUTIÉRREZ ALONSO, J.J.: “El elemento tecnológico: el principio de neutralidad y sus implicaciones en la regulación”, en MUÑOZ MACHADO, S. y ESTEVE PARDO, J. (directores), *Derecho de la Regulación Económica: Fundamentos e Instituciones de la Regulación*, Iustel, Madrid, 2009
- GUTIÉRREZ ALONSO, J.J., “La cláusula de las mejores técnicas disponibles versus el criterio de neutralidad tecnológica y su aplicación en el Derecho Administrativo español”, *Revista Española de Derecho Administrativo*, núm. 128 (2005)

## H

- HEIMANS, J. y TIMMS, H., *New Power. How power works in our hyperconnected world and how to make it work for you*, Doubleday, Nueva York, 2018

## J

- JIMÉNEZ-BLANCO, A., “La normativa eléctrica, treinta años después”, *Revista de Administración Pública*, núm. 200, 2016

- JIMÉNEZ-BLANCO, A.: “Energías renovables y Tribunal Europeo: la sentencia de la Gran Sala de 1 de julio de 2014, Ålands Vindkraft”, *Revista Vasca de Administración Pública*, 99-100, 2014
- JUDT, T., *Postguerra. Una historia de Europa desde 1945*, Taurus, Madrid, 2012

## L

- LAGUNA DE PAZ, J.C., *Derecho Administrativo Económico*, Civitas, Madrid, 2016
- LAVILLA RUBIRA, J.J., “Prestaciones patrimoniales públicas no tributarias impuestas a las empresas que operan en el sector eléctrico”, en LÓPEZ RAMÓN, F. (coord.), *Las prestaciones patrimoniales públicas no tributarias y la resolución extrajudicial de conflictos*, Ed. Instituto Nacional de Administración Pública (INAP), Madrid, 2015
- LAVILLA RUBIRA, J.J.: “El déficit tarifario en el sector eléctrico”, en MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO GONZÁLEZ, M. y BACIGALUPO SAGGESE, M. (directores), *Derecho de la Regulación Económica: Sector Energético, Tomo II*, Iustel, Madrid, 2009
- LINARES LLAMAS, P.: “Demanda de electricidad y eficiencia”, en AGÚNDEZ, M.Á. y MARTÍNEZ-SIMANCAS, J. (directores), *Energía eléctrica. Manual básico para juristas*, Wolters Kluwer-La Ley con el patrocinio del ICAI e Iberdrola, Madrid, 2014
- LÓPEZ ESPADAFOR, C.M., “Gasóleo versus gasolina en el plano fiscal”, *Revista Quincena Fiscal*, Aranzadi, núm. 5 (2010)
- LÓPEZ-IBOR MAYOR, V. y ALBA LINERO, E., “Sector energético y agenda digital: regulación y evolución tecnológica”, en DE LA QUADRA-SALCEDO, T. y PIÑAR MAÑAS, J.L (directores), *Sociedad digital y Derecho*, Ed. Boletín Oficial del Estado (BOE), Madrid, 2018
- LUCAS FERNÁNDEZ, F.: “Artículo 1.544: II. Arrendamiento de servicios y mandato”, en DIEZ-PICAZO, L., *et al.* (directores), *Comentario del Código Civil*,

*Tomo II*, Ed. Ministerio de Justicia, Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones, Madrid, 1991

## M

- MARTÍNEZ-AROCA, M.Á., “La industria de la generación distribuida”, en DELGADO PIQUERAS, F. (dir.), *El Derecho de las energías renovables y el regadío*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2018
- MIELGO ÁLVAREZ, P., “Las claves de la transición energética”, en DE LA CRUZ FERRER, J. (dir.) y ZAMORA SANTA BRÍGIDA, I. (coord.), *Energía y Derecho ante la transición renovable*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2019
- MUÑOZ MACHADO, S. (dir.), *Diccionario del Español Jurídico*, Real Academia Española y el Consejo General del Poder Judicial (Ed. Espasa), Barcelona, 2016
- MUÑOZ MACHADO, S., *Tratado de Derecho Administrativo y Derecho Público General, Tomo III, Los principios de constitucionalidad y legalidad*, Ed. Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2015
- MUÑOZ MACHADO, S., *Tratado de Derecho Administrativo y Derecho Público General, Tomo XII, Actos administrativos y sanciones administrativas*, Ed. Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2015
- MUÑOZ MACHADO, S., *Tratado de Derecho Administrativo y Derecho Público General, Tomo XIV, La actividad regulatoria de la Administración*, Ed. Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2015
- MUÑOZ MACHADO, S., “Introducción al sector energético: regulación pública y libre competencia”, en MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO GONZÁLEZ, M. y BACIGALUPO SAGGESE, M. (directores), *Derecho de la Regulación Económica: Sector Energético, Tomo I*, Iustel, Madrid, 2009
- MUSGRAVE, R. A., *The theory of public finance*, McGraw-Hill, Nueva York, 1959

## N

- NARBÓN FERNÁNDEZ, J.: “Problemas competenciales en el sector de las energías renovables”, en REVUELTA PÉREZ, I. (dir.), *La regulación de las energías renovables a la luz del Derecho de la Unión Europea*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2017
- NAVARRO RODRÍGUEZ, P., “Distribución de competencias en materia de energía” en *Diccionario jurídico de la energía*, Marcial Pons, Madrid, 2012
- NYKVIST, B. y NILSON, M., “Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles”, *Nature Climate Change*, núm. 5 (2015)

## O

- ORTIZ GARCÍA, M., “El autoconsumo eléctrico”, en GALÁN VIOQUE, R. y GONZÁLEZ RÍOS, I., *Derecho de las energías renovables y la eficiencia energética en el horizonte 2020*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2017
- ORTIZ GARCÍA, M., “El autoconsumo de electricidad en España y su (primera) ordenación jurídica. Un avance (lento) hacia el imparable cambio de modelo energético”, en REVUELTA PÉREZ, I., *La regulación de las energías renovables a la luz del Derecho de la Unión Europea*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2017

## P

- PALACIOS SAIZ, J.: “Central hidroeléctrica y de bombeo”, en AGÚNDEZ, M.Á. y MARTÍNEZ-SIMANCAS, J. (directores), *Energía eléctrica. Manual básico para juristas*, Wolters Kluwer-La Ley con el patrocinio del ICAI e Iberdrola, Madrid, 2014
- PAREJO GÁMIR, R., “Contratos administrativos atípicos”, *Revista de Administración Pública*, nº 55, 1968

- PÉREZ DE AYALA, L.: “Regasificación, transporte y almacenamiento de gas natural”, en MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO GONZÁLEZ, M. y BACIGALUPO SAGGESE, M. (directores), *Derecho de la Regulación Económica: Sector Energético, Tomo II*, Iustel, Madrid, 2009
- PIÑAR MAÑAS, J.L., “Identidad y persona en la sociedad digital”, en DE LA QUADRA-SALCEDO FERNÁNDEZ DEL CASTILLO, T. y PIÑAR MAÑAS, J.L. (dir.), *Sociedad digital y Derecho*, Ed. Boletín Oficial del Estado (BOE), Madrid, 2018
- PIÑAR MAÑAS, J. L., “Derecho fundamental a la protección de datos personales. Algunos retos de presente y futuro”, *Revista Parlamentaria de la Asamblea de Madrid*, núm. 13 (2005)
- PONCE SOLÉ, J., “¿Mejores normas?: Directiva 2006/123/CE, relativa a los servicios en el mercado interior, calidad reglamentaria y control judicial”, *Revista de Administración Pública*, nº 180, 2009
- PUYOL MONTERO, J., *Aproximación jurídica y económica al Big Data*, Tirant lo Blanch, Valencia, 2015

## R

- RALLO LOMBARTE, A. (dir.), *Tratado de Protección de Datos*, Tirant lo Blanch, Valencia, 2019
- RIFKIN, J., *La economía del hidrógeno*, Paidós, Barcelona, 2002
- RODRÍGUEZ PARAJA, M.Á., “La regulación ante la transición renovable: nuevas perspectivas”, en DE LA CRUZ FERRER, J. (dir.) y ZAMORA SANTA BRÍGIDA, I. (coord.), *Energía y Derecho ante la transición renovable*, Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2019
- RUBIO LLORENTE, F., “La igualdad en la jurisprudencia del Tribunal Constitucional. Introducción”, *Revista Española de Derecho Constitucional*, núm. 31 (1991)

- RUIZ LÓPEZ, M. Á., “La cláusula de prevalencia del Derecho estatal y la colisión entre jurisdicciones”, *Revista de Administración Pública*, núm. 192 (2013)

## S

- SALVADOR CODERCH, P.: “Artículo 2: III. Retroactividad de las leyes.”, en DIEZ-PICAZO PONCE DE LEÓN, L., BERCOVITZ, R., PAZ-ARES RODRIGUEZ, C., y SALVADOR CODERCH, P. (directores): “*Comentario del Código Civil*”, Tomo I, Ed. Ministerio de Justicia, Secretaría General Técnica, Centro de Publicaciones, Madrid, 1991
- SÁNCHEZ FORNIÉ, M.Á.: “Redes inteligentes”, en AGÚNDEZ, M.Á. y MARTÍNEZ-SIMANCAS, J. (directores), *Energía eléctrica. Manual básico para juristas*, Wolters Kluwer-La Ley con el patrocinio del ICAI e Iberdrola, Madrid, 2014
- SÁNCHEZ HERNÁNDEZ, Á., “El contrato de suministro de energía eléctrica”, *Boletín de la Facultad de Derecho de la UNED*, núm. 10-11 (1996)
- SANTAMARÍA PASTOR, J.A., *Principios de Derecho Administrativo general, Tomo II*, Iustel, Madrid, 2015
- SARMIENTO RAMÍREZ-ESCUADERO, D., *El Derecho de la Unión Europea*, Marcial Pons, Madrid, 2016
- SCHITTEKATTE, T., MOMBER, I., and MEEUS, L., “*Future-proof tariff design: recovering sunk grid costs in a world where consumers are pushing back*”, *Robert Schuman Centre for Advanced Studies (Florence School of Regulation)*, 2017
- SCHWAB, K., *La Cuarta Revolución Industrial*, Debate, Barcelona, 2016
- SEGURA ORTEGA, M., “La imperatividad del Derecho”, *Anuario de Filosofía del Derecho*, núm. 12 (1995)
- SORIANO GARCÍA, José Eugenio. “*El mercado interior del gas a tenor del Derecho comunitario. Las previsiones del Tercer Paquete comunitario*” en MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO GONZÁLEZ, M. y BACIGALUPO

SAGGESE, M. (directores), *Derecho de la Regulación Económica: Sector Energético, Tomo II*, Iustel, Madrid, 2009

- STIGLITZ, J. E., “La información y el cambio en el paradigma de la ciencia económica”, *Revista Asturiana de Economía*, núm. 25 (2002)
- SUÁREZ OJEDA, M., “*Smart cities, smart villages* y acción pública”, en DE LA QUADRA-SALCEDO, T. y PIÑAR MAÑAS, J.L (directores), *Sociedad digital y Derecho*, Ed. Boletín Oficial del Estado (BOE), Madrid, 2018
- SUDRIÀ ANDREU, A., “Tecnologías de almacenamiento de energía”, en VV.AA., *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro*, Real Academia de Ingeniería, Madrid, 2017

## T

- TAGLIAPIETRA, S. y ZACHMANN G. “Energy across the Mediterranean: a call for realism”, *Bruegel Policy Brief* (2016)
- TALEB, N. N., *El Cisne Negro. El impacto de lo altamente improbable*, Paidós, Barcelona, 2011
- TARLEA, R. y CODES CALATRAVA, J.M., “El Sector Eléctrico”, en ALONSO TIMÓN, A.J. (coord.), *Sectores regulados: Sector energético, Sector del transporte y Sector de las telecomunicaciones*, Dykinson, Madrid, 2014
- TORNOS MAS, J. “La tarifa como forma de retribución de los concesionarios de servicios de la Ley 9/2017, de Contratos del Sector Público”, *El Cronista del Estado social y democrático de Derecho*, núm. 74 (2018)
- TORNOS MAS, J., “El concepto de servicio público a la luz del Derecho Comunitario”, *Revista de Administración Pública*, núm. 200 (2016)
- TORNOS MAS, J.: “La distribución de competencias en el sector energético”, en MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO GONZÁLEZ, M. y BACIGALUPO SAGGESE, M. (directores), *Derecho de la Regulación Económica: Sector Energético, Tomo I*, Iustel, Madrid, 2009

- TORNOS MAS, J., “Potestad tarifaria y política de precios”, *Revista de Administración Pública*, núm. 135 (1994)

## V

- VAQUER CABALLERÍA, M., “El criterio de la eficiencia en el Derecho Administrativo”, *Revista de Administración Pública*, núm. 186 (2011)
- VAN LEEUWEN, M. y ROGGENKAMP, M., “*Regulating Electricity Storage in the European Union*”, en ZILLMAN, D. et al., *Innovation in Energy Law and Technology. Dynamic solutions for energy transitions*, Oxford University Press, Oxford, 2018
- VÁZQUEZ COBOS, C. et al., “*Energy storage: a clear key technology priority in the energy system*”, en LÓPEZ-IBOR MAYOR, V. (dir.), *Clean energy. Law and regulation. Climate Change, Energy Union and International Governance*, Wildy, Simmonds & Hill Publishing, Londres, 2017
- VÁZQUEZ PÉREZ, Á. J. y LABAÑINO BARRERA, M. en “El mandato general y especial en el Código Civil vigente y en la práctica jurídica cubana”, en PÉREZ GALLARDO, L. B., *Contratos gratuitos*, Reus (Biblioteca Iberoamericana de Derecho), Madrid, 2010
- VELA JUAN, E., “Reorientando las subastas de apoyo retributivo a proyectos renovables hacia los objetivos de transición energética”, *Lefebvre-El Derecho.com*, (2020)
- VILLAR PALASÍ, J. L., “Las técnicas administrativas de fomento y de apoyo al precio político”, *Revista de Administración Pública*, núm. 14 (1954)

## Z

- ZAMORA SANTA BRÍGIDA, I.: “La biomasa como fuente de energía renovable”, en ESCUDERO GALLEGOS, R. y MARTÍNEZ GARRIDO, S. (directores) y JIMÉNEZ-BLANCO, A. (coord.), *Cuadernos de Derecho para Ingenieros: Agricultura, Alimentación y Derecho*, Wolters Kluwer-La Ley con el patrocinio del ICAI e Iberdrola, Madrid, 2018





## REFERENCIAS JURISPRUDENCIALES

---

### TRIBUNAL DE JUSTICIA DE LA UNIÓN EUROPEA

- STJUE (Sala Primera), de 27 de junio de 2018, en el asunto C-90/17, Turbogás - Produtora Energética, S.A. c. Autoridade Tributária e Aduaneira, en la que se contempla el autoconsumo de electricidad generada a partir de fuentes de energía fósiles
- STJUE (Sala Segunda), de 20 de junio de 2013, en el asunto C-219/12, Caso Finanzamt Freistadt Rohrbach Urfaehr c. Thomas Fuchs, sobre el autoconsumo eléctrico y su posible consideración como actividad económica
- STJUE (Sala Primera), de 20 de julio de 2011, en el asunto C-2/10, caso Azienda Agro-Zootecnica Franchini Srl, Eolica di Altamura Srl c. Regione Puglia, sobre el autoconsumo eléctrico y su posible consideración como actividad económica
- STJCE, de 14 de julio de 2005, Comisión contra Alemania, C-433/03, sobre la distribución de competencias entre la Unión Europea y los Estados miembros en materia de celebración de acuerdos internacionales

### TRIBUNAL CONSTITUCIONAL

- STC (Pleno), núm. 87/2019, de 20 de junio, FJ 10º, sobre la participación de las Comunidades Autónomas en la regulación y planificación de la transición energética
- STC (Pleno), núm. 68/2017, de 25 de mayo, Gobierno de la Generalidad de Cataluña c. diversos preceptos del Real Decreto 900/2015. El TC declara inconstitucional y nula la prohibición del autoconsumo colectivo
- STC (Pleno), núm. 86/2017, de 4 de julio, FJ 1º, sobre el principio de neutralidad tecnológica y los medios de comunicación

- STC (Pleno), núm. 205/2016, de 1 de diciembre. Gobierno central c. Región de Murcia. Recurso de inconstitucionalidad. Autoconsumo eléctrico. Balance neto. Instalaciones aisladas
- STC (Pleno), núm. 72/2016, de 14 de abril. Consejo de Gobierno de la Junta de Andalucía c. Gobierno central. Recurso de inconstitucionalidad. Autoconsumo eléctrico
- STC (Pleno), núm. 60/2016, de 17 de marzo. Parlamento de Cataluña c. Gobierno central. Recurso de inconstitucionalidad de carácter exclusivamente competencial. Autoconsumo eléctrico
- STC (Pleno), núm. 32/2016, de 18 de febrero, sobre la posición del autoconsumo de energía eléctrica en el sistema constitucional de distribución de competencias
- STC (Pleno), núm. 236/2015, de 19 de noviembre, FJ 4º, sobre el alcance y la naturaleza de los principios en el Derecho público
- STC (Pleno), núm. 96/2013, de 23 de abril, sobre el contenido esencial de la libertad de empresa
- STC (Pleno), núm. 18/2011, de 3 de marzo, sobre la distribución de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas en el sector energético
- STC (Pleno), núm. 292/2000, de 30 de noviembre, FJ 2º, sobre la autodeterminación informativa en relación con la protección de datos
- STC (Pleno) núm. 182/1997, de 28 de octubre, FJ 15º, sobre la naturaleza de las prestaciones patrimoniales públicas de carácter no tributario
- STC (Sala Segunda), núm. 94/1998, de 4 de mayo, FJ 4º, sobre la protección de datos de carácter personal como derecho subjetivo
- STC (Pleno), núm. 182/1990, de 15 de noviembre, sobre la aplicación del principio de tipicidad en el Derecho Administrativo sancionador
- STC (Pleno), núm. 127/1987, de 16 de julio, sobre la doctrina de la discriminación positiva

- SSTC (Pleno) núm. 11/1981, de 8 de abril, y núm. 5/1981, de 13 de febrero, sobre la irrenunciabilidad de los derechos fundamentales

## **TRIBUNAL SUPREMO**

- ATS (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 1ª) de 3 de octubre de 2018. Recurso de Casación Contencioso-Administrativo (L.O. 7/2015). La cuestión que presenta interés casacional consiste en aclarar, matizar, revisar o ratificar la doctrina jurisprudencial propia sobre el debate persistente en torno al artículo 2.2.a) LGT, en su redacción posterior a la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible (BOE de 5 de marzo, [«LES»], en cuanto a determinar la naturaleza jurídica de las tarifas para la prestación del servicio público de abastecimiento de agua en alta o aducción
- ATS (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª), recurso núm. 395/2017, 8 de mayo de 2017, sobre la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables y el principio de neutralidad tecnológica
- STS (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª), núm. 1357/2018, de 24 de julio. Recurso interpuesto contra el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre. Régimen jurídico del autoconsumo eléctrico: carácter imperativo. Ausencia de arbitrariedad de los poderes públicos
- STS (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª), núm. 679/2018, de 25 de abril. Recurso interpuesto contra el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre. Infraestructuras de conexión a la red. Consumidor asociado. Disposición adicional octava del Real Decreto 900/2015
- STS (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª), núm. 342/2018, de 5 de marzo, FJ 6º. Proyección del principio de neutralidad tecnológica sobre los regímenes retributivos general y especial en materia de generación eléctrica

- STS (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª), núm. 2040/2017, de 20 de diciembre. Recurso interpuesto frente al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y la Orden IET/1045/2014. Autoconsumo en plantas de cogeneración. Nulidad de los parámetros retributivos de la Orden IET/1045/2014 aplicables a las plantas de tratamiento de purines
- STS (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª) núm. 1542/2017, de 13 de octubre. Real Decreto 900/2015. Cargo por otros servicios del sistema eléctrico, conocido popularmente como “impuesto al sol”
- STS (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª), núm. 2708/2016, de 21 de diciembre. Tasa por utilización privativa o aprovechamiento especial del dominio público local por instalaciones de transporte de energía eléctrica
- STS (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 2ª), núm. 535/2016, de 17 de febrero. Recurso interpuesto contra la sentencia dictada con fecha 22 de enero de 2014 por la Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección Cuarta, del Tribunal Superior de Justicia de Galicia. Sobre la noción de servicio público en el sector eléctrico. Inexistencia de desplazamiento patrimonial a efectos fiscales (Impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales)
- SSTs (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª), de 28 de noviembre de 2013, núm. de recurso 4663/2010; de 2 de diciembre de 2014, núm. de recurso 4619/2011; de 14 de julio de 2014, núm. de recurso 3786/2011; de 13 de mayo de 2015, núm. de recurso 28/2013; y de 8 de julio de 2015, núm. de recurso 28688/2012, sobre el abuso de posición dominante generado por negar a una comercializadora competidora el acceso al SIPS

## **TRIBUNALES SUPERIORES DE JUSTICIA**

- STSJ de Cataluña (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 5ª), recurso núm. 316/2010, 5 de julio de 2012. Vulneración del principio de neutralidad tecnológica en el acceso electrónico de los ciudadanos a los servicios públicos

## **OTRAS REFERENCIAS**

---

### **AENOR**

- Documento UNE 178201, elaborado por el comité técnico AEN/CTN 178 de la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR), con el título Ciudades inteligentes. Definición, atributos y requisitos, Madrid, 2016

### **Agencia Española de Protección de Datos**

- Informe de la Agencia Española de Protección de Datos, de 22 de junio de 2015, sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico

### **Agencia Internacional de la Energía**

- Informe “REthinking Energy” elaborado por la International Renewable Energy Agency (IRENA), 2017
- MASSON, G. et al.: “A methodology for the analysys of PV self-consumption policies”, Photovoltaic Power Systems Programme (International Energy Agency), 2016

### **Amnistía Internacional**

- Informe de Amnistía Internacional titulado “This is what we die for. Human rights abuses in the democratic republic of the congo power the global trade in cobalt”, 2016, INDEX: AFR 62/3183/2016

### **Autoridad Catalana de la Competencia (ACC)**

- SALAS, P y CARRASCO, A., Recursos energéticos distribuidos (DER): obstáculos y recomendaciones para un desarrollo íntegro del mercado, Autoridad Catalana de la Competencia (ACC), Barcelona, 2017

## **Avangrid**

- Informe anual remitido por Avangrid, Inc. (la filial estadounidense de Iberdrola) en 2016 a la Securities and Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos

## **Bloomberg**

- Informe publicado por la consultora internacional Bloomberg con el título “Digitalization of Energy Systems”, el 6 de noviembre de 2017

## **Comisión Europea**

- Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, de 11 de noviembre de 2019, titulada “The European Green Deal”, COM (2019) 640 final
- Recomendación de la Comisión, de 18 de junio de 2019, sobre el Proyecto de Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de España para el período 2021-2030, C 2019 4409 final
- Reglamento delegado de la Comisión Europea, de 7 de marzo de 2019, por el que se modifica el Reglamento (UE) núm. 540/2014 del Parlamento Europeo y del Consejo sobre el nivel sonoro de los vehículos de motor y de los sistemas silenciadores de recambio
- Decisión de Ejecución (UE) 2018/1147 de la Comisión, de 10 de agosto de 2018
- Anexo II a la Comunicación de la Comisión Europea, de 17 de mayo de 2018, al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, titulada “Europa en movimiento. Una movilidad sostenible para Europa: segura, conectada y limpia”, COM (2018) 293 final ANNEX 2
- Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, de 25 de abril de 2018, titulada “Inteligencia artificial para Europa”, COM (2018) 237 final

- Informe de la Comisión Europea, JRC Science for Policy Report, titulado “Cobalt: demand-supply balances in the transition to electric mobility”, 2018, EUR 29381
- Documento informativo de la Comisión Europea, titulado “Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications. Scenarios for costs and market growth”, 2018
- Informe de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, sobre “Precios y costes de la energía en Europa”, de 30 de noviembre de 2016, COM (2016) 769 final
- Documento de la Dirección General de Energía de la Comisión Europea, titulado “Energy Storage – Proposed policy principles and definition”, de junio de 2016
- Informe “Towards a sustainable and integrated Europe”, de noviembre de 2017, elaborado por el Grupo de Expertos en objetivos de interconexión eléctrica nombrado por la Comisión Europea mediante la Decisión de 9 de marzo de 2016
- Documento de trabajo de la Comisión Europea titulado "Mejores prácticas para el autoconsumo a partir de energías renovables", de 15 de julio de 2015
- Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, Una Estrategia para el Mercado Único Digital de Europa, Bruselas, 6 de mayo de 2015, COM (2015) 192 final
- Recomendación de la Comisión Europea, de 10 de octubre de 2014, relativa al modelo de evaluación del impacto sobre la protección de datos para redes inteligentes y para sistemas de contador inteligente (2014/724/UE)
- Informe de la Comisión sobre la “Evaluación comparativa de la implantación de los contadores inteligentes en la Europa de los 27, en particular en lo relativo a la electricidad”, de 17 de junio de 2014, COM (2014) 356 final
- Comunicación de la Comisión sobre un Marco Estratégico en materia de Clima y Energía para el periodo 2020-2030, de 3 de febrero de 2014, COM (2014) 15 final



- Comunicación de la Comisión Europea al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, de 24 de enero de 2013, titulada “Energía limpia para el transporte: estrategia europea en materia de combustibles alternativos”
- Recomendación de la Comisión Europea, de 9 de marzo de 2012, relativa a los preparativos para el despliegue de los sistemas de contador inteligente
- Comunicación de la Comisión titulada Europa 2020: Una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador, COM (2010) 2020 final
- Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, de 23 de enero, titulada Dos veces 20 para el 2020: el cambio climático, una oportunidad para Europa, COM (2008) 30 final
- Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo titulada “Una política energética para Europa”, de 10 de enero de 2007, COM (2007) 1 final
- Comunicación de la Comisión titulada “Los servicios de interés general en Europa”. Puede consultarse en el Diario Oficial de las Comunidades Europeas (DOCE), serie C, núm. 281, de 26 de septiembre de 1996

#### **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)**

- Memoria justificativa de la Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su versión de 15 de enero de 2020, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, núm. de expediente CIR/DE/002/19
- Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre la propuesta de real decreto por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo, de 21 de febrero de 2019, IPN/CNMC/005/19

- Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre “La liquidación provisional 9/2018 del Sector Eléctrico. Análisis de resultados y seguimiento mensual de la proyección anual de los ingresos y costes sistema eléctrico”, de 15 de noviembre de 2018, con núm. de expediente LIQ/DE/001/18
- Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre “El cumplimiento del último hito del Plan de Sustitución de Contadores”, de 6 de junio de 2019, con núm. de expediente INF/DE/180/18
- Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre las implicaciones de la inclusión del campo “empresa comercializadora que realiza actualmente el suministro” en el SIPS, en aplicación del Real Decreto 1074/2015 (expediente INF/DE/190/17), de 13 de diciembre de 2017
- Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre “El cumplimiento del segundo hito del Plan de Sustitución de Contadores”, de 14 de septiembre de 2017, con núm. de expediente INF/DE/063/17
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) et al., El acceso universal a la energía. La electrificación rural aislada. Visión en Iberoamérica, Thomson Reuters-Civitas, Madrid, 2016
- Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre “El Proyecto de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y producción con autoconsumo”, de 8 de julio de 2015, con núm. de expediente IPN/DE/011/15
- Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) titulado “Estudio sobre el mercado mayorista de carburantes de automoción en España”, 24 de junio de 2015
- Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre la propuesta de orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de

las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para el periodo 2015-2020 expediente núm. IPN/DE/005/15

- Informe 19/2013, de 4 de septiembre, emitido por la extinta Comisión Nacional de Energía (CNE) sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo
- Informe de la Comisión Nacional de Energía (CNE) sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se establecen los requisitos y las condiciones técnicas básicas de la infraestructura necesaria para posibilitar la recarga efectiva y segura de los vehículos eléctricos y a tal efecto se aprueba la ITC-BT-52 “Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos” y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del REBT, de 26 de enero de 2012

#### **Consejo Económico y Social de España**

- Informe elaborado por el Consejo Económico y Social sobre “El Sector Eléctrico en España” (2017)

#### **Consejo de Estado**

- Dictamen del Consejo de Estado, de 28 de marzo de 2019, sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se regulan las condiciones administrativas y técnicas del autoconsumo (núm. de expediente 234/2019)
- Dictamen del Consejo de Estado, de 19 de noviembre de 2015, sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico (núm. de expediente 936/2015)
- Dictamen del Consejo de Estado, de 17 de septiembre de 2015, sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo (núm. de expediente 820/2015)

### **Consejo Europeo**

- Conclusiones adoptadas por el Consejo Europeo durante los días 23 y 24 de octubre de 2014. EUCO 169/14. CO EUR 13. CONCL 5 (aprobación del Marco de actuación en materia de clima y energía hasta el año 2030)

### **Council of European Energy Regulators (CEER)**

- “Electricity Distribution Network Tariffs CEER Guidelines of Good Practice”, Council of European Energy Regulators (CEER), 2017

### **Deloitte**

- Informe publicado por Deloitte, el 3 de diciembre de 2018, titulado “La contribución de las redes eléctricas a la descarbonización de la generación eléctrica y la movilidad”
- Informe publicado por Deloitte titulado “Managing cyber risk in the electric power sector: emerging threats to supply chain and industrial control systems”, (2018)

### **Ecooo Revolución Solar**

- Guía para el fomento del autoconsumo renovable desde el ámbito municipal, Ecooo Revolución Solar, Madrid, julio de 2018

### **Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental (FUNSEAM)**

- Informe estratégico de la Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental sobre “La red de transporte y almacenamiento de hidrocarburos líquidos de CLH”, (2013)

### **Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)**

- Guía para el Desarrollo de Instrumentos de Fomento de Comunidades Energéticas Locales, elaborada por AIGUASOL para el IDAE, Madrid, 2019
- Guía profesional de Tramitación del Autoconsumo elaborada por el Departamento Solar del IDAE y el Grupo de Trabajo de autoconsumo de la Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía (EnerAgen), Madrid, 2020

### **Ministerio para la Transición Ecológica**

- “Consulta pública previa a la elaboración del real decreto por el que se establece las metodologías de cálculo de los cargos del sistema eléctrico”, Secretaría de Estado de Energía (Ministerio para la Transición Ecológica), mayo de 2019
- Borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, febrero de 2019
- Memoria del Análisis de Impacto Normativo de la Propuesta de Real Decreto por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo, elaborada por el Ministerio para la Transición Ecológica (2019)
- Informe final elaborado por la Comisión de Expertos sobre escenarios de transición energética (creada por Acuerdo del Consejo de Ministros de 7 de julio de 2017), titulado “Análisis y propuestas para la descarbonización”, de 19 de marzo de 2018

### **Massachusetts Institute of Technology (MIT)**

- Estudio elaborado por el MIT, en colaboración con la Universidad Pontificia de Comillas, titulado “Utility of the future: an MIT Energy Initiative response to an industry in transition” y publicado en diciembre de 2016. Investigadores principales: Ignacio PÉREZ-ARRIAGA y Christopher KNITTEL

### **Observatorio de la Movilidad Sostenible de España**

- Informe del I Observatorio de la Movilidad Sostenible de España titulado “Movilidad en transición: disrupción e impacto”, en 2019, con la colaboración de Grant Thornton, Mobility City y la Fundación IberCaja

### **Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (OMIE)**

- Informe del Operador del Mercado Ibérico de Electricidad, OMI Polo Español S.A. (OMIE), titulado “Modelo de funcionamiento de los mercados locales de electricidad”, 11 de abril de 2019

### **Orkestra (Instituto Vasco de Competitividad)**

- Informe elaborado por Orkestra (Instituto Vasco de Competitividad) titulado “Autoconsumo eléctrico: normativa actual y experiencias internacionales de promoción del autoconsumo” (2018)
- Informe elaborado por Orkestra (Instituto Vasco de Competitividad) titulado “Energía y regulación: lecciones del pasado y propuestas para el futuro” (2014)
- ÁLVAREZ PELEGRY, E. y CASTRO LEGARZA, U., Generación distribuida y autoconsumo. Análisis regulatorio, Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad, Bilbao, 2014

### **Oxford Institute for Energy Studies**

- BILLIMORIA, F y POUDINEH, R., Decarbonized Market Design: An Insurance Overlay on Energy-Only Electricity Markets, Oxford Institute for Energy Studies, 2018

### **Red Eléctrica de España (REE)**

- Propuesta del Operador del Sistema de “Terms and Conditions” (T&C) para “Balancing Service Providers” (BSP) y “Balance Responsible Parties” (BRP) en el sistema eléctrico peninsular español, Red Eléctrica de España (REE), de 18 de junio de 2018

### **Tribunal de Cuentas Europeo**

- Documento informativo del Tribunal de Cuentas Europeo, titulado “El apoyo de la UE al almacenamiento de energía”, de abril de 2019

### **Unión Española Fotovoltaica (UNEF)**

- Informe elaborado por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), titulado “El papel de la tarifa eléctrica en la transición energética” (2019)